

Rol generador-consumidor sobre almacenamiento

GT Almacenamiento 2024

www.entra-coalicion.com

ÍNDICE

1	Resumen ejecutivo.	3
2	Introducción y alcance.	4
3	Objetivos.	5
4	Contexto actual.	6
5	Valor y usos de energía con baterías.	7
6	Casos de uso.	13
6.1	Con GR + Ex + Arbitraje.	15
6.2	Con GR + Ex + Autoconsumo.	15
6.3	Con GR + Ex + S. Regulación.	16
6.4	Con GR + Sin Ex + Arbitraje sin Ex.	16
6.5	Con GR + Sin Ex + <i>Peak Shaving</i>	17
6.6	Con GR + Sin Ex + Autoconsumo.	17
6.7	Con GR + Sin Ex + S. Regulación.	18
6.8	Sin GR + Ex + Arbitraje.	19
6.9	Sin GR + Ex + S. Regulación.	19
6.10	Sin GR + Sin Ex + Arbitraje Sin Ex.	20
6.11	Sin GR + Sin Ex + <i>Peak Shaving</i>	20
6.12	Sin GR + Sin Ex + <i>Grid Upgrade Deferral</i>	21
6.13	Sin GR + Sin Ex + S. Regulación.	22
7	Estudio y análisis de los UC.	22
7.1	Reduce excedentes que no se pueden verter a red.	23
7.2	Aumenta la ratio de autoconsumo.	23
7.3	Reduce el termino de potencia (<i>peak-saving</i>) y/o incrementa la potencia máxima disponible BtM.	24
7.4	Reduce excedentes que no se pueden verter a red.	24
7.5	Aumenta la ratio de autoconsumo y le extrae más valor al trasladarlo a horas de suministro caras.	25
7.6	Reduce el termino de potencia (<i>peak-saving</i>) y/o incrementa la potencia máxima disponible BtM.	26
7.7	Carga de la red para autoconsumir en momentos caros.	26
7.8	Se comporta como una batería sin consumidor asociado.	27
7.9	Servicios de balance.	28
7.10	Autoconsumo colectivo y comunidades energéticas con baterías.	30
8	Afección normativa de las baterías asociadas a un consumidor sin generación.	35
9	Oportunidades de negocio.	38
10	Identificación de obstáculos.	40
11	Conclusiones.	44
12	Participantes en el grupo de trabajo.	46
13	ANEXOS.	47

ÍNDICE Figuras y Tablas

Figura 1 Caso real del segmento Industrial	6
Figura 2 Sistemas de almacenamiento.	8
Figura 3 Crecimiento Almacenamiento 2017-2030.	10
Figura 4 Capacidad anual de baterías instaladas BtM.	10
Figura 5 Casos de Uso de las baterías.	14
Figura 6 PMD: Precio Mercado Diario. TE: Término de energía (no incluye impuestos)..	24
Figura 7. PMD: Precio Mercado Diario. TE: Término de energía (no incluye impuestos). .	25
Figura 8 Precios promedio fin de semana y agosto 2023.	27
Figura 9. PMD: Precio Mercado Diario. TE: Término de energía (no incluye impuestos). .	28
Figura 10 Autoconsumo colectivo-1.	31
Figura 11. Autoconsumo colectivo-2.	32
Figura 12 Conexión en red de un almacenamiento colectivo en un edificio.	33
Figura 13 Almacenamiento colectivo a través de la red.	33
Figura 14 Escenarios.	39
Tabla 1 Casos de uso y segmentación.	28
Tabla 2 Sin Generación bajo la modalidad de autoconsumo.	30
Tabla 3 Tipologías de consumidores.....	39
Tabla 4 Escenarios.	39

1 Resumen ejecutivo

Partiendo de un marco de valoración de la literatura y el estado actual sobre el almacenamiento de energía, este trabajo ha abordado las barreras, los desafíos de costes, regulación, modelos de negocio y procedimientos, con la finalidad de resaltar el posicionamiento del almacenamiento de energía como un vector clave y necesario en el sector eléctrico español para una efectiva transición energética.

El almacenamiento de energía mediante baterías químicas se ha vuelto esencial para la transición hacia sistemas eléctricos más seguros, eficientes y sostenibles. Este documento aborda el rol fundamental del almacenamiento de energía en baterías, tanto a nivel individual como colectivo, para integrar eficazmente energías renovables, mejorar la resiliencia del sistema y ofrecer servicios esenciales a la red eléctrica.

Se destaca la importancia del despliegue estratégico de las baterías para desbloquear su potencial máximo, abordando preguntas clave sobre los servicios que pueden ofrecer, los casos de uso más eficientes, el valor económico que generan y las barreras regulatorias que limitan su adopción masiva.

El almacenamiento detrás del contador (BtM) se examina detalladamente, subrayando su capacidad para optimizar el autoconsumo, respaldar la red local y ofrecer flexibilidad en los mercados energéticos. Se destaca el papel crucial de los agregadores independientes en la coordinación eficiente de múltiples baterías BtM para maximizar los beneficios económicos y mejorar la resiliencia del sistema.

Además, se resalta la versatilidad de las baterías para proporcionar servicios esenciales, como la regulación de frecuencia, lo que contribuye a la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. Se identifican oportunidades de crecimiento significativas, especialmente en el ámbito BtM, impulsadas por la expansión de la generación distribuida y la reducción de costes en el sector.

En el contexto europeo, se reconoce el papel estratégico de las baterías eléctricas en la transición hacia un sistema energético más sostenible y eficiente. Se enfatiza la importancia de políticas y medidas para promover el desarrollo del autoconsumo fotovoltaico, en línea con los objetivos de la UE de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050.

Finalmente, se exploran diversos casos de uso de baterías BtM, desde el ámbito residencial hasta el comercial e industrial, destacando su capacidad para gestionar la demanda energética, respaldar la generación renovable y garantizar un suministro energético fiable en entornos remotos.

Este resumen ejecutivo ofrece una visión general de la importancia del almacenamiento de energía con baterías en la transición energética, subrayando su papel central en la construcción de un sistema eléctrico más flexible, eficiente y sostenible para el futuro.

2 Introducción y alcance

El almacenamiento de energía basado en baterías químicas desempeña un papel fundamental en la configuración del sistema eléctrico necesario para la transición energética más segura, fiable, bajo en emisiones de carbono y asequible para el conjunto de prosumidores. Tiene el potencial de integrar sin problemas una mayor proporción de energía renovable en redes eléctricas de todos los tamaños, acelerar la adopción de recursos energéticos distribuidos al potenciar la independencia del cliente eléctrico y, más notablemente, proporciona servicios fundamentales al sistema eléctrico, eficientes y rentables para la sociedad en general.

A medida que las empresas del sector eléctrico, los reguladores y la industria privada exploran colectivamente la escalabilidad del almacenamiento de energía basado en baterías, el despliegue estratégico de esta tecnología se vuelve clave para desbloquear todo su potencial. Este documento aborda las siguientes preguntas para poner en valor éstas como un activo de flexibilidad:

¿Qué servicios pueden ofrecer las baterías a la red eléctrica?

¿Qué casos de uso se identifican para proporcionar eficazmente cada servicio?

¿Cuánto valor pueden generar las baterías?

¿Qué barreras regulatorias impiden su implantación de forma masiva?

También, profundiza en el almacenamiento de energía detrás de contador (BtM), ofreciendo información a diferentes niveles sobre los diversos servicios y beneficios para su puesta en marcha y despliegue generalizado. Los resultados dependen de los cambios regulatorios necesarios para poner en valor modelos de negocios de almacenamiento de energía, que brinden una serie de servicios tanto a clientes como a otras partes interesadas del sistema eléctrico y así, puedan generar un valor e impacto positivo.

En este sentido, el rol de los agregadores independientes cobra especial relevancia al coordinar la operación de múltiples baterías BtM en un área local. Estos agregadores pueden optimizar la gestión energética de manera holística, coordinando la carga y descarga de las baterías para maximizar el beneficio económico y mejorar la resiliencia del sistema eléctrico local.

Asimismo, las baterías se caracterizan por su velocidad de respuesta pudiendo ofrecer servicios de regulación primaria de frecuencia. Este servicio, también conocido por sus siglas en inglés FCR (*Frequency Containment Reserve*), puede ser prestado por sistemas de almacenamiento de gran tamaño o por miles de pequeña escala agrupados en un controlador único (VPP) proporcionando redundancia y aumentando la seguridad del sistema.

3 Objetivos

Las baterías son activos altamente flexibles por lo que deben ser consideradas como dispositivos de almacenamiento esenciales clave para mejorar la eficiencia y la resiliencia del sistema eléctrico.

Por ello, establecer un enfoque para la integración de baterías, implica identificar estratégicamente cómo incorporar estos dispositivos y asegurarse de que se les reconozca como activos fundamentales de flexibilidad en el sistema energético en los mercados locales. Esta consideración no solo implica la mera conexión física de las baterías a la red, sino también la implementación de sistemas avanzados de gestión que permitan aprovechar al máximo su capacidad para adaptarse y responder dinámicamente a las variaciones en la oferta y demanda de energía. Este enfoque garantiza que las baterías no solo se integren de manera efectiva, sino que también se aprovechen como activos facilitadores de una red eléctrica más flexible y adaptable.

La Unión Europea (UE), consciente de la creciente importancia de las baterías eléctricas en el panorama energético, de manera estratégica ha identificado este sector como clave para su agenda y objetivos a largo plazo y destaca su papel fundamental en la transición hacia un sistema energético más sostenible, eficiente y orientado al futuro.

Esta consideración no solo implica reconocer a las baterías como dispositivos de almacenamiento de energía, sino también como elementos esenciales para impulsar la movilidad eléctrica, respaldar las energías renovables y mejorar la flexibilidad de las redes eléctricas y los mercados. De hecho, la UE al destacar el sector de las baterías eléctricas como estratégico, busca fomentar la investigación, la innovación, la producción y la inversión en tecnologías de almacenamiento, promoviendo así un papel activo y protagonista de las baterías en la configuración del futuro energético europeo.

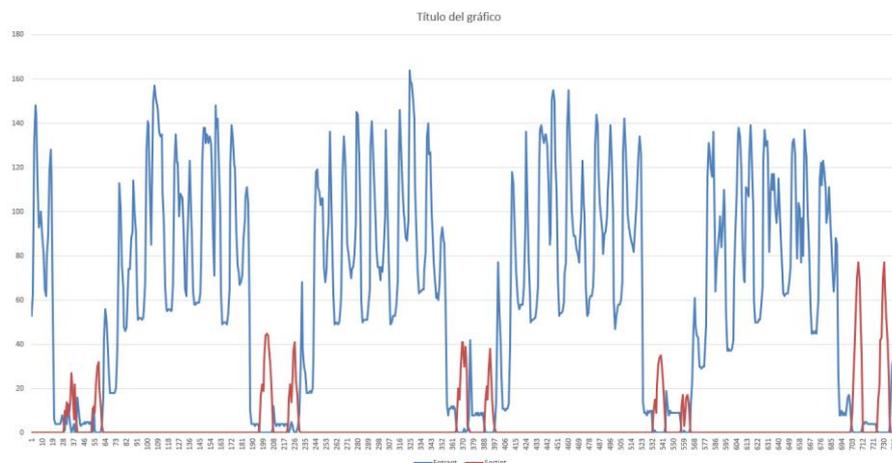
Este trabajo tiene como objetivo identificar las oportunidades que presentan las BtM para que desempeñen un papel esencial en la gestión de las energías renovables conectadas a una red eléctrica. Estas baterías ubicadas en las instalaciones residenciales, comerciales o industriales fortalecen la integración de fuentes renovables y potencian el papel fundamental de los agregadores independientes para abordar los mercados locales gracias a que las baterías BTM actúan como amortiguadores frente a las variaciones intermitentes de la generación renovable en la red de distribución, al almacenar el excedente de energía producido durante períodos de alta generación renovables con precios que pueden ser muy bajos¹. Esto permite potenciar la capacidad de almacenamiento debido a que las baterías BtM ofrecen la posibilidad de desplazar la energía generada localmente hacia momentos de mayor demanda o cuando los precios de la

¹ <https://sonnen.es/blog/la-curva-de-pato-las-comunidades-energeticas-locales-y-las-vpp-expresiones-de-la-transicion/>

electricidad son más altos, optimizando el rendimiento económico y respaldando la eficiencia energética.

Por ejemplo, en el caso de un almacenamiento industrial se visualiza que es ideal para el *peak saving*, siempre y cuando se adecúe según necesidades.

En la figura-1 se muestra un caso real del segmento Industrial con autoconsumo fotovoltaico sin baterías. Al añadir baterías, es posible alargar el consumo fotovoltaico en tarde-noche, ahorrando en P1, P2, P3, P4 y P5 en días laborables. Lo mismo ocurre en día festivos donde también se puede exportar a red el excedente en función de la señal de precio.



*Figura 1 Caso real del segmento Industrial (Consumo industria, consumo 170 kW, Generación de 99 kW).
Fuente: Elaboración propia.*

4 Contexto actual

El incremento de la generación distribuida en las redes eléctricas de distribución se enfrenta a grandes desafíos debido a la complejidad de su gestión. La adaptación de la generación a la demanda del mercado y a la capacidad de la red requiere la incorporación de nuevos activos, lo que implica la necesidad de que estas redes sean más flexibles y resilientes. A medida que las redes de distribución eléctrica se digitalizan, se produce una transformación en el mercado energético, impulsada por la descentralización y la popularización de la energía.

Por ello, La Unión Europea (UE) ha trazado un plan ambicioso para conseguir cero emisiones de carbono en todo el bloque en 2050, y ya ha reconocido que el almacenamiento de energía es un elemento clave para alcanzar este objetivo visionario. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), en 2022 se invirtieron más de 20.000 millones de dólares a nivel mundial en Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS). De esa cifra, una mayoría

significativa que superó el 65%, se destinó a proyectos a gran escala integrados en la red eléctrica.

Las proyecciones para 2023 indican que esta inversión podría alcanzar los 35.000 millones de dólares, marcando un crecimiento sin precedentes. Este impulso se debe, en parte, a retrasos en proyectos existentes y los recientes objetivos establecidos por los gobiernos. Es remarcable que la Comisión Europea está alineada con esta creciente tendencia. En marzo de 2023, emitió directivas con el objetivo de catalizar la adopción masiva de tecnologías de almacenamiento eléctrico en toda la Unión Europea, subrayando así su compromiso por la transición hacia una infraestructura energética más sostenible y eficiente.

Un modelo estratégico para la implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) es el "Front-of-the-Meter" (FtM), caracterizado por su escala significativa y conexión directa a la red eléctrica. Estos sistemas desempeñan un papel clave al proporcionar servicios auxiliares, aliviar la demanda en momentos pico y elevar la eficiencia general de la red.

Por otro lado, el modelo BtM se compone de sistemas más compactos instalados comúnmente en propiedades residenciales o comerciales-industriales. Su función principal es almacenar la energía generada localmente, como la proveniente de paneles solares, para su utilización posterior y, además, ofrecen respaldo a la red local en situaciones de interrupciones o fluctuaciones, participación en mercados de flexibilidad o provisión de regulación de frecuencia. Gracias a los mercados locales estas baterías pueden prestar los mismos servicios al distribuidor que las baterías FtM.

Tanto los modelos FtM como los BtM desempeñan un papel imprescindible en la modernización y estabilización de las redes eléctricas europeas. Ambos, facilitan la integración de fuentes de energía renovable, contribuyendo así a mejorar en su conjunto la eficiencia y resiliencia del sistema eléctrico. Este enfoque estratégico se alinea con los objetivos de sostenibilidad y responde a la creciente demanda de una infraestructura energética más avanzada y sostenible.

5 Valor y usos de energía con baterías

Para comprender mejor las oportunidades asociadas a los BESS, es esencial examinar el mercado desde una perspectiva segmentada, considerando diversas aplicaciones y tamaños de usuarios. McKinsey & Company ha dividido el sector de los BESS en tres segmentos distintos: las instalaciones a escala de *utilities* (Front-of-the-meter, o FtM), que generalmente superan los diez megavatios-hora (MWh); las instalaciones comerciales e industriales BtM, que suelen variar entre treinta kilovatios-hora (kWh) y diez MWh; y las instalaciones residenciales BtM, que tienden a ser inferiores a 30 kWh. Este enfoque segmentado proporciona una visión clara de las

oportunidades específicas en cada área, destacando el potencial de crecimiento y la diversificación en el uso de almacenamiento de energía en batería. (Figura-2).²

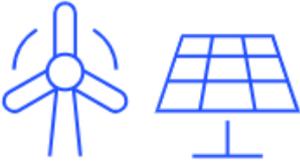
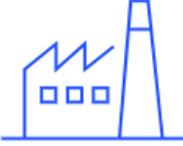
FtM	BtM	
		
<p>Generación y Distribución de electricidad</p>	<p>Comercial e Industrial</p>	<p>Residencial</p>

Figura 2 Sistemas de almacenamiento. Fuente: Mckinsey Energy Storage Insights

Los sistemas de almacenamiento BtM operan independientemente del sistema de distribución de la red eléctrica, funcionando como una entidad dentro de las instalaciones de los consumidores BtM. El objetivo principal es armonizar el flujo de energía y reducir los costes de energía mediante la compra estratégica de electricidad durante los períodos de precios más bajos. La batería sirve como depósito de energía dinámico, lo que permite la redistribución de la energía a lo largo del tiempo.

Este ecosistema localizado interactúa perfectamente con equipos de producción de energía, como paneles solares, para lograr una reducción óptima de costes. El tamaño y el coste de la batería están estrechamente relacionados con la demanda de energía del consumidor, junto con la energía excedentaria generada, por ejemplo, por fuentes solares o eólicas. El Sistema de Gestión de Energía (EMS) es fundamental para orquestar el flujo de energía en el tiempo, aprovechando la red eléctrica y equilibrando la producción y el consumo internos, con la batería actuando como depósito versátil.

Mediante una optimización meticulosa del sistema de gestión, se puede aprovechar la capacidad de almacenar energía para brindar servicios valiosos a los operadores de la red y los mercados, abordando problemas relacionados con la congestión, el voltaje, la frecuencia y desvíos. La creciente importancia de utilizar equipos conectados a una instalación de generación- consumo en la red interna para mejorar el sistema eléctrico subraya el panorama cambiante de la gestión energética y su impacto positivo en la eficiencia de la red.

El EMS de las BtM asume la responsabilidad de abordar tres ámbitos fundamentales para el correcto funcionamiento:

² <https://www.mckinsey.com/featured-insights/destacados/la-habilitacion-de-energia-renovable-con-sistemas-de-almacenamiento-de-energia-en-baterias/es>

- 1.- Gestión óptima del sistema de baterías:** Para garantizar el funcionamiento seguro, fiable, de bajo mantenimiento y de larga duración del sistema de baterías es de suma importancia. El EMS debe implementar protocolos y algoritmos que prioricen las medidas de seguridad, monitoreen constantemente la confiabilidad, minimicen los requisitos de mantenimiento y extiendan la vida útil general de la batería. Esto implica ciclos eficientes de carga y descarga, gestión térmica y diagnósticos en tiempo real.
- 2.- Gestionar el flujo de energía:** Para hacer posible las demandas y la disponibilidad de energía dentro de las instalaciones del consumidor, incorporando consideraciones para la posible producción de energía local, como paneles solares u otros recursos energéticos distribuidos como son el vehículo eléctrico, las baterías o cargas gestionables. Además, el sistema debe ser capaz de interactuar con agregadores de energía, comunidades energéticas o VPPs para proporcionar servicios a la red, contribuyendo a la estabilidad y eficiencia de esta.
- 3.- Predicción y optimización:** El sistema de baterías de forma independiente o bien combinado con instalaciones fotovoltaicas (PV) o eólica, gracias al EMS debe desempeñar un papel fundamental en la predicción de la generación, alineándola con la demanda y disponibilidad de energía del consumidor y optimizando su funcionamiento.

Por tanto, el EMS emerge como el eje para orquestar una interacción armoniosa entre el sistema de baterías, la dinámica energética local y la participación en los mercados. Es el elemento de control del sistema de almacenamiento y es clave en la seguridad energética.

Irena³ prevé un notable aumento del 40% anual en el despliegue de sistemas de almacenamiento a gran escala en los mercados energéticos hasta 2025. A partir de 2030, se anticipa un crecimiento significativo en las aplicaciones de menor escala, especialmente en las instalaciones BtM, impulsado por la expansión de la infraestructura de vehículos eléctricos y la generación distribuida con autoconsumo. Este crecimiento se ve respaldado, en gran medida, por la reducción de costes en este sector.

En países como Alemania, ya se observa un impacto tangible, donde el 40% de las recientes instalaciones fotovoltaicas en tejados incluyen sistemas de almacenamiento de baterías. En Australia, se ha propuesto alcanzar la impresionante cifra de un millón de instalaciones fotovoltaicas con baterías para el año 2025, en comparación con las 21,000 instaladas en 2017. En general, la capacidad total de baterías en aplicaciones estacionarias podría experimentar un notable aumento, estimándose entre 180 y 420 GWh, frente a los 11 GWh estimados actualmente. Esta amplia horquilla refleja la dificultad de prever con precisión el ritmo exacto de crecimiento en este dinámico sector (Figura-3).

³ Agencia Internacional de Energías Renovables <https://www.irena.org/>



Figura 3 Crecimiento Almacenamiento 2017-2030. Fuente: Irena

Para el almacenamiento BtM, la cuota de mercado en 2021 fue del 70% para Li-ion. Al dividir la tecnología de iones de litio en grupos químicos más pequeños, se puede observar que actualmente el mercado se divide entre varias composiciones químicas (Figura-4).

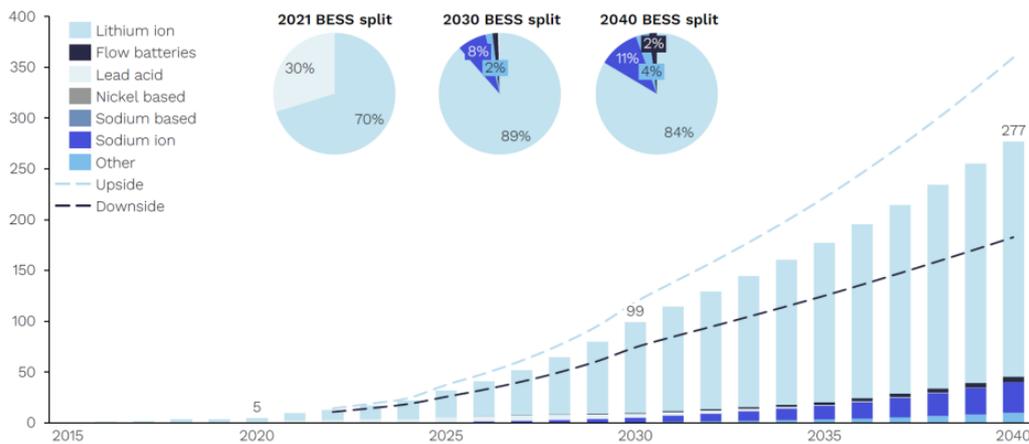


Figura 4 Capacidad anual de baterías instaladas BtM. Fuente: RhoMotion, Battery Energy Stationary Storage Outlook Q1 2022, 2022.

En el ámbito español, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030⁴ establece metas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la adopción de energías renovables y mejorar la eficiencia energética, lo cual es esencial para avanzar hacia una economía y sociedad neutra en carbono para el año 2050. En este contexto, el Plan contempla desarrollar el almacenamiento como herramienta fundamental para dar flexibilidad al sistema eléctrico. Esto permite respaldar el crecimiento sustancial de la generación de energía renovable, facilitar la gestión de las redes eléctricas, involucrar a la ciudadanía en la transición energética y fomentar una mayor competencia e integración en los mercados eléctricos. Existen distintos retos que dificultan el desarrollo de sistemas de almacenamiento BtM y su integración en el sistema eléctrico.

El documento del IDAE (2021) sobre el análisis del estado actual del almacenamiento BtM en España, expone algunos de los retos de los mercados tales como:

- 1.- La necesidad de definir los diferentes servicios que los sistemas de almacenamiento tienen para ofrecer y adaptar los mercados;
- 2.- Las limitaciones en la participación de estos sistemas en los diversos mercados eléctricos;
- 3.- El papel y la participación de los agregadores independientes en los distintos mercados eléctricos;
- 4.- Los requisitos técnicos relacionados con la medición y el control de los recursos energéticos distribuidos;
- 5.- El sistema actual de tarifas, peajes, cargos y el sistema de compensación de la energía, gracias a la entrada en vigor de la Circular de Peajes de junio 2021, introdujo nuevos periodos tarifarios los cuales, supusieron un progreso.
- 6.- Variabilidad en los precios a nivel geográfico y temporal.

Por todo ello, es importante destacar que algunos aspectos se encuentran en desarrollo y evolución normativa mientras se elabora este escrito, por lo que habrá que seguir de cerca las actualizaciones normativas correspondientes.

Según los datos recopilados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)⁵, en el año 2023 se instalaron 1.706 MW de nueva potencia instalada de energía solar en instalaciones de autoconsumo en España. Además, y según los datos recogidos por la asociación sectorial mayoritaria, el autoconsumo industrial fue el que más creció en 2023 con una nueva potencia instalada de 1.020 MW (un -13% respecto a 2022), seguido del sector residencial con 372 MW (un -54% respecto a 2022), del comercial con 291 MW (un -42% respecto a 2022) y finalmente,

4

https://www.idae.es/sites/default/files/ESTUDIO8_Ana%CC%81lisis%20del%20estado%20actual%20del%20almacenamiento_2_1.pdf

⁵ <https://energiaestrategica.es/wp-content/uploads/2023/09/INFORME-ANUAL-23-UNEF.pdf.pdf>

del aislado con 23 MW (un -8% respecto a 2022). Estos datos suponen una caída de la tasa de crecimiento del 32% respecto a 2022 y un aumento de 42% respecto a 2021. En definitiva, en 2023 habría en torno a 84.545 nuevas instalaciones residenciales con autoconsumo en España.

En la actualidad, España cuenta ya con 6.955 MW de potencia acumulada a nivel nacional. Una cifra que corrobora que, pese a que se haya ralentizado la tasa de crecimiento en 2022, España avanza a buena velocidad en el cumplimiento de los objetivos marcados en el nuevo borrador del PNIEC, revisados al alza en 2023, con el objetivo de acelerar la transición energética de nuestro país en un tiempo récord.

Respecto a las baterías destaca que se almacenaron un total de 1382,84 MWh de energía solar BtM en España. De esta cifra, 692,44 MWh corresponden a instalaciones conectadas a la red, mientras que 690,39 MWh se generaron a través de sistemas de autoconsumo aislado. Según UNEF, la capacidad de almacenamiento para autoconsumo ha fluctuado en el rango de 260 MW durante el 2023, considerando que el tiempo de operación de una batería es a menudo modular, y se estima entre 2 y 4 horas de funcionamiento para instalaciones conectadas a la red. UNEF destaca que actualmente un 10% de las instalaciones de autoconsumo cuentan con sistemas de almacenamiento BtM, cifra que aumenta significativamente al 66% en el caso de las instalaciones aisladas.

En primer lugar, es esencial definir y valorar adecuadamente los servicios que las tecnologías de almacenamiento pueden ofrecer y para ello se desarrolla en el siguiente capítulo.

También la Asociación APPA Renovables ha analizado las cifras clave del autoconsumo en España durante el año 2023, y su conclusión inicial es notable. Por primera vez en la historia, la capacidad instalada de sistemas de autoconsumo ha superado a la de la energía nuclear en el país. El informe destaca que en el año 2023 se instalaron en España 1.943 MW de capacidad fotovoltaica, lo que supone un descenso del 27% respecto a 2022. A pesar de este retroceso, estos casi 2 GW instalados el año 2023 se han valorado como un dato positivo desde APPA Renovables, ya que permitirá alcanzar los 19 GW de autoconsumo en 2023 del PNIEC.

Ha habido un crecimiento en 1,2 puntos del aprovechamiento de la energía solar generada, y se ha evitado la emisión de 1,4 millones de toneladas de CO₂, siendo la primera vez en la historia que se supera la barrera del millón de toneladas. Estas cifras demuestran el potencial del autoconsumo.

Por otro lado, el informe subraya la importancia de seguir promoviendo políticas y medidas que impulsen el desarrollo del autoconsumo fotovoltaico en España. Estas medidas incluyen la simplificación de trámites administrativos, el establecimiento de incentivos fiscales y financieros, y la mejora de la regulación para facilitar el acceso a la energía solar para todos los ciudadanos.

Como comentó la secretaria de Estado de Energía, Sara Aagesen, en el último Congreso Nacional de Autoconsumo: “el autoconsumo está en el centro de la transición energética”, y está en el centro porque va de la mano de ciudadanos y empresas, a los que asegura, respectivamente, ahorros y competitividad.

El Informe Anual de Autoconsumo APPA 2023 pone de manifiesto el crecimiento sostenido del autoconsumo fotovoltaico en España y su papel fundamental en la transición hacia un sistema energético más sostenible y descentralizado.

6 Casos de uso

Este capítulo desarrolla los casos de uso basados en el almacenamiento de energía de las baterías BtM que, fundamentalmente, van asociados a instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Las proyecciones actuales del mercado muestran una tendencia a la disminución constante del costo de las baterías de ion-litio, lo que está abriendo oportunidades para el almacenamiento eléctrico en determinadas circunstancias, así como sus casos de uso.

En el ámbito del hogar, las baterías residenciales se erigen como aliadas indispensables. Su función principal radica en permitir a los hogares almacenar la energía generada por fuentes renovables, como la solar fotovoltaica.

En el ámbito comercial, las baterías despliegan su capacidad para gestionar eficazmente los picos de demanda energética. En algunos casos, la instalación puede requerir un aumento de potencia que la infraestructura de red existente no puede proporcionar, la cual requiere una costosa obra para permitir la conexión. Utilizar almacenamiento con autoconsumo puede presentarse como una alternativa viable.

En entornos remotos o con acceso limitado a la red, las baterías se convierten en arquitectas de microrredes independientes. Ya sea operando de manera autónoma o integrándose con la red de distribución según las necesidades, estas microrredes se apoyan en las baterías para garantizar un suministro energético constante y fiable.

Las distintas combinaciones de los 13 casos de usos que vamos a estudiar en este documento se ilustran en la Figura-5, donde las diversas aplicaciones se han clasificado en función de si la instalación de autoconsumo dispone de permiso de acceso para verter excedentes o no. Esto muestra cuán diverso y dinámico es el almacenamiento, y su potencial para contribuir de manera significativa a la transición hacia sistemas de energía más sostenibles, eficientes y resilientes.

Nomenclatura de los Casos de uso:

Generación Renovables: GR

Con Excedentes: Ex

Sin Excedentes: sin Ex

En todos ellos se asume que existe o no, **GR** la cual, puede ser con **Ex** o **sin Ex** y en todos los casos con consumo local asociado.

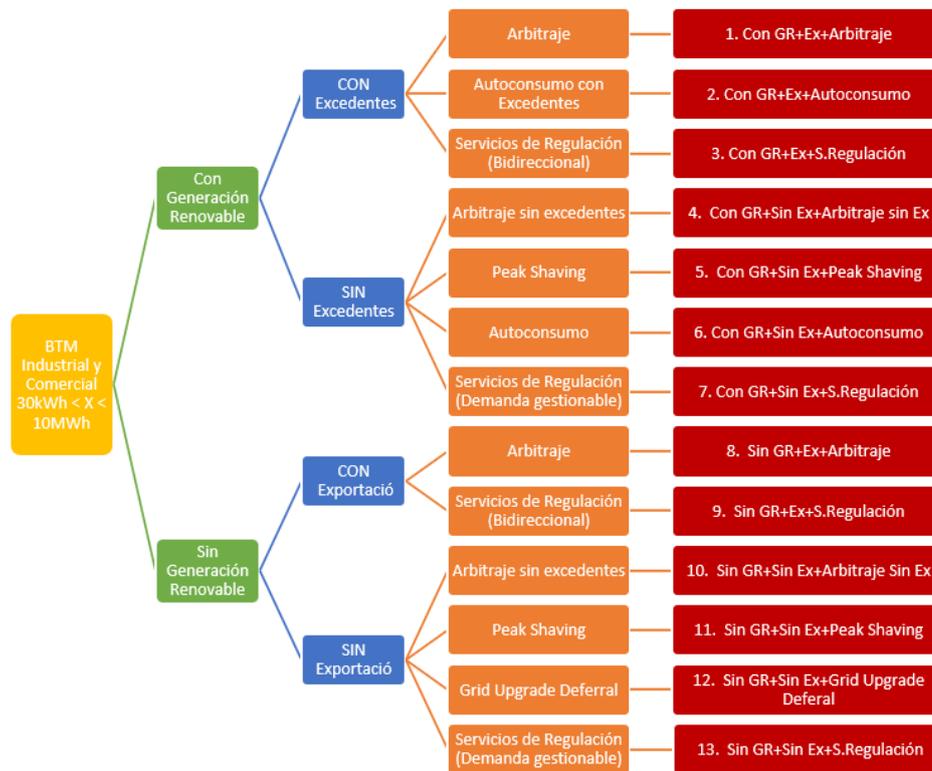


Figura 5 Casos de Uso de las baterías. Fuente: elaboración propia.

Notas generales que aplican a todos los casos donde exista un autoconsumo con venta de excedentes a la red (casos 1 al 3):

- Las instalaciones con una potencia por debajo de 100 kW, pueden estar acogidas a venta de excedentes con compensación simplificada. Esto debería reflejarse como ahorros en la factura.
- En instalaciones con una potencia mayor a 100 kW o no acogidas a compensación simplificada se debe: disponer de licencia de actividad, de un Contrato de representación en el mercado eléctrico, estar inscrito en el Registro Autonómico de autoconsumo, estar inscrito en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE) y tributar por los ingresos generados.

6.1 Con GR + Ex + Arbitraje⁶

Requisitos: El consumidor asociado debe disponer de una tarifa dinámica (PVPC o similar). La batería debe poder cargar de la red.

Principio de operación: Optimiza los recursos energéticos al vender la energía autogenerada por la instalación cuando su precio es mayor, teniendo en cuenta que se está produciendo un cambio de paradigma relativo donde no siempre los precios coinciden con la máxima demanda. Esta estrategia es complementada al adquirir electricidad de la red en momentos de bajo coste, asegurando una gestión inteligente y eficiente de las necesidades energéticas de la planta. Este proceso requiere que el controlador de la instalación tenga acceso remoto a los precios de compra y venta de la energía para cada hora, tanto los del mismo día como las previsiones para el día siguiente. Además, debe poder prever el patrón de consumo de la instalación y su capacidad prevista de generación según información meteorológica. Solo con todos estos datos es posible que el controlador de la planta pueda sacar el máximo provecho al almacenamiento, tomando las decisiones adecuadas sobre cuando almacenar, cuando consumir y cuando vender de la batería.

El uso de la batería provee ahorros en la factura de un consumidor e ingresos si el consumidor además se constituye como titular de instalación de generación o de almacenamiento cuando se participa en el mercado.

Limitaciones: Si se produce carga de la red de una energía que posteriormente se descarga existe duplicidad del pago del peaje por lo que debería estar exento, de igual forma que el bombeo y, definirse un proceso de cálculo, tanto para peajes como cargos.

6.2 Con GR + Ex + Autoconsumo

Requisitos: La capacidad de generación debe exceder las necesidades energéticas de la planta y del almacenamiento para poder generar excedentes.

Principio de operación: En este caso la batería no obtiene energía de la red, solo carga a partir de la generación renovable a la que está asociada, y solo cuando hay excedentes estos pueden ser almacenados. Satisfacer las necesidades del consumo asociado será siempre prioritario a la venta. Teniendo eso en cuenta, el EMS, usando las previsiones de los precios de venta del día anterior y las previsiones de consumo, exportará el excedente en los momentos en los que prevé obtener la valoración de mercado más alta. Esto desplaza el excedente al momento que la red más lo necesita, mientras que incrementa el ahorro.

Limitaciones: No identificadas.

⁶ Arbitraje: Significa que se obtiene energía de la red.

6.3 Con GR + Ex + Servicios de Regulación

Requisitos: Todos los participantes del mercado con unidades de programación de generación, demanda o almacenamiento con capacidad mínima de oferta igual a 1 MW pueden ser proveedores de servicios de balance. Las unidades deben estar precalificadas por REE.

Principio de operación: Por su naturaleza flexible, controlable y velocidad de respuesta, las baterías son técnicamente aptas para participar de forma efectiva y fiable en los servicios de regulación del sistema eléctrico. En función de la tecnología de almacenamiento utilizada, se pueden distinguir diferentes categorías de servicios en los que participar. Estos abarcan la Regulación Primaria (FCR), la Regulación Secundaria (aFrr), la Regulación Terciaria (mFrr), pasando por las Reservas de Sustitución (RR) y los Servicios de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD). Cada uno de estos servicios desempeña un papel crucial en la optimización y estabilidad de la red eléctrica, proporcionando soluciones ágiles y adaptativas para responder a las variaciones en la generación y la demanda y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. En este caso de uso, donde se considera una conexión BtM, con o sin generación renovable y consumo asociado, los servicios de ajuste para el sistema eléctrico se prestarían en momentos en los que el almacenamiento no está siendo usado por la instalación, generando ingresos al usuario.

Limitaciones: No puede participar en los mercados de ajuste la energía excedentaria de aquellas instalaciones acogidas a compensación simplificada.

En el mercado SRAD únicamente pueden participar instalaciones de demanda con una potencia contratada superior a 1 MW, no permitiéndose la agregación de instalaciones.

En España no existe un mercado de regulación primaria como ocurre en otros países, el servicio es prestado de forma obligatoria y no retribuido de forma transparente por parte de los generadores tradicionales.

6.4 Con GR + Sin Ex + Arbitraje sin Ex

Requisitos: Garantizar la inyección cero de excedentes a la red. La batería debe poder cargar desde la red.

Principio de operación: Se adelanta la carga de la batería según la predicción de consumo para obtener un ahorro por los diferenciales de precio de compra en los diferentes periodos. Se comporta como una carga si no hay suficiente generación renovable. Optimiza el consumo al anticiparse a las necesidades energéticas mediante predicciones precisas, lo que resulta en ahorros significativos. No solo maximiza la eficiencia operativa, sino que también contribuye a la

sostenibilidad al promover un uso más eficaz de los recursos energéticos disponibles, consumiendo energía de la red en horas valle y dejando de consumirla en horas pico.

Limitaciones: No identificadas.

6.5 Con GR + Sin Ex + *Peak Shaving*

Requisitos: Garantizar la inyección cero de excedentes a la red.

Principio de operación: Su principal objetivo es reducir los picos de consumo, ya sea por un motivo técnico (falta de capacidad en las redes) o económico (reducir la potencia contratada). La energía previamente autogenerada se descarga estratégicamente por mantener el consumo de la red por debajo de un nivel determinado. En situaciones donde reducir picos es crítico, si la generación renovable no ha sido suficiente para alcanzar el nivel de carga necesario, la batería almacena energía de la red hasta alcanzar el nivel requerido, comportándose como una carga más. Este caso de uso presenta una alternativa ante la necesidad de contratar una mayor potencia que, en algunos casos, conlleva realizar costosos trabajos de refuerzo de las redes de distribución. Este enfoque no solo optimiza la eficiencia operativa, sino que también promueve la resiliencia energética al equilibrar las demandas de consumo con la disponibilidad de energía renovable.

Limitaciones: No hay.

6.6 Con GR + Sin Ex + Autoconsumo

Requisitos: Garantizar la inyección cero de excedentes a la red. La capacidad de generación debe exceder las necesidades energéticas de la planta.

Principio de operación: Al almacenar el excedente autoproducido, se permite posponer su consumo a momentos posteriores. Optimiza la gestión energética desplazando la energía autogenerada hacia periodos de baja generación, lo que se traduce en una disminución significativa del consumo de la red eléctrica y, por ende, en ahorros notables. El Sistema de Gestión de Energía considerará las previsiones de los precios de venta del día anterior y las previsiones de consumo, para determinar el momento óptimo para usar la energía almacenada. Esta práctica equilibra la eficacia operativa y la rentabilidad de la instalación.

Limitaciones: No hay.

6.7 Con GR + Sin Ex + Servicios de Regulación

Requisitos: Igual que el caso de uso 3 de este apartado. Además, garantizar la inyección cero de excedentes a la red.

Principio de operación: Igual que el punto 3 de este apartado.

Limitaciones: En este modo solo se pueden prestar servicios de regulación en un solo sentido, actuando como una carga controlable. El resto de limitaciones son las mismas que las identificadas en el caso de uso 3.

Los casos de uso que van desde el 8 al 13 presentan los siguientes requisitos comunes para instalaciones de almacenamiento sin generación renovable.

En términos de regulación, es importante destacar si se contempla la instalación de almacenamiento independiente BtM para ofrecer servicios específicos. Es esencial asegurarse de que se cumplan todas las normativas pertinentes y que sigan las directrices establecidas para garantizar una implementación adecuada y conforme a la normativa.

En ausencia del equipo generador renovable, el almacenamiento, con capacidad de exportación independiente, debe seguir garantizando que la instalación cumple con los requisitos nacionales para la conexión de generadores eléctricos en paralelo con la red de distribución. Por ejemplo, la capacidad de detección anti-isla o las protecciones contra sobretensiones transitorias, entre otras.

Los casos de uso que van desde el 8 al 13 presentan las siguientes limitaciones comunes para instalaciones de almacenamiento sin generación renovable.

Todos consideran almacenamiento conectado BtM pero sin una generación renovable asociada. Todos ellos comparten las siguientes limitaciones, especialmente en los casos donde se requiere exportación a la red:

- Ambigüedad en cuanto a la legalización de instalaciones de almacenamiento cuando no existe generación renovable asociada. El RD244/2019 solo contempla generación con autoconsumo y establece que la batería debe compartir protecciones con la generación, siempre y cuando la ITC-BT-52 o la ITC-BT-40 no les sea de aplicación. Por lo tanto, la instalación en modo stand alone presenta ambigüedades bajo la regulación existente, ya que la normativa actual no proporciona directrices claras para este escenario específico. En este contexto, es fundamental abogar por regulaciones más inclusivas y adaptativas que aborden la integración de sistemas de almacenamiento stand alone, facilitando así su despliegue eficiente y sostenible en el panorama energético.

- Los sistemas de almacenamiento con una capacidad inferior a 1 MW actualmente no pueden participar en el Mercado de Balance sin la intervención de un agregador, comercializador o representante de mercado.
- Si se produce carga de la red de una energía que posteriormente se descarga existe duplicidad del pago del peaje, por lo que debería estar exento, de igual forma que el bombeo, y definirse un proceso de cálculo, tanto para peajes como cargos. Esto afectaría a todos los casos de uso donde NO hay generación renovable, pero SÍ hay exportación, puesto que la energía exportada siempre habrá sido previamente importada.

6.8 Sin GR + Ex + Arbitraje

Requisitos específicos: Estar asociada a un consumo.

Principio de operación: Optimiza las operaciones energéticas al adquirir electricidad de la red durante períodos de bajo coste, asegurando así una gestión económica inteligente. Posteriormente, capitaliza al máximo la energía almacenada al venderla a la red durante momentos de mayor precio en el mercado mayorista que normalmente es coincidente con los de alta demanda, generando ingresos significativos. Esta estrategia pretende mejorar la eficiencia económica y financiera, además de contribuir a la estabilidad de la red, al proporcionar energía cuando es más necesaria. Esto puede suponer una opción técnicamente atractiva para mejorar la eficiencia energética en instalaciones que no tienen opción de instalar generación renovable. No obstante, el diferencial de precios actual en el mercado eléctrico no hace que este modo sea viable económicamente por sí solo y debe ser considerado como un modo complementario a otros servicios prestados a su consumo asociado.

Limitaciones: No hay limitaciones adicionales a las mencionadas anteriormente.

6.9 Sin GR + Ex + Servicios Regulación

Requisitos específicos: Igual que el caso de uso 3 de este apartado.

Principio de operación: Igual que el caso de uso 3 de este apartado.

Limitaciones: En el mercado SRAD únicamente pueden participar instalaciones de demanda con una potencia contratada superior a 1 MW, no permitiéndose la agregación de instalaciones.

En España no existe un mercado de regulación primaria como ocurre en otros países, el servicio es prestado de forma obligatoria y no retribuido de forma transparente por parte de los generadores tradicionales.

6.10 Sin GR + Sin Ex + Arbitraje Sin Ex

Requisitos específicos: Garantizar la inyección cero de excedentes a la red.

Principio de operación: Optimiza el consumo energético mediante una estrategia proactiva que anticipa las necesidades energéticas mediante predicciones precisas, generando así ahorros significativos. Funciona estratégicamente como una carga que consume y almacena energía en periodos de coste preferente, para luego usarla en abastecer a su instalación asociada, en vez de consumir de la red. En este caso de uso, nunca se exporta a la red, el sistema se adapta inteligente y eficientemente a las fluctuaciones en la oferta y demanda de energía y regula la carga y descarga para minimizar el precio y consumo por periodo. Al adelantarse y ajustarse a las variaciones del mercado energético, se establece una práctica sostenible que equilibra eficazmente la eficiencia operativa con la reducción de costes y la gestión proactiva de recursos energéticos.

Limitaciones: No hay limitaciones adicionales a las mencionadas anteriormente.

6.11 Sin GR + Sin Ex + *Peak Shaving*

Requisitos específicos: Garantizar la inyección cero de excedentes a la red.

Principio de operación: Optimiza la gestión energética al limitar de manera efectiva los picos de consumo mediante el uso estratégico de energía previamente consumida. Se obtienen ahorros significativos al reducir el término máximo de potencia contratada y/o al adquirir energía a un coste inferior. Esto no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también contribuye a la sostenibilidad financiera al minimizar los costes asociados con la demanda máxima de potencia. Al funcionar como una carga, esta práctica energética inteligente refuerza el equilibrio entre eficacia operativa y ahorros económicos.

Limitaciones: No hay limitaciones adicionales a las mencionadas anteriormente.

6.12 Sin GR + Sin Ex + *Grid Upgrade Deferral*⁷

Requisitos específicos: Garantizar la inyección cero de excedentes a la red. El consumo asociado requiere una potencia mayor a la contratada actualmente.

Principio de operación: Facilita el aprovechamiento de mayor potencia en una instalación sin incurrir en costosos incrementos en la potencia contratada. Esta eficiente estrategia se logra al utilizar energía previamente consumida y almacenada, evitando así cargos adicionales asociados con la necesidad de una mayor potencia contratada. Esta práctica no solo optimiza el rendimiento operativo, sino que también contribuye a la eficiencia financiera al evitar gastos innecesarios y mejorar la rentabilidad general de la instalación. Al maximizar la utilización de energía existente, se establece un enfoque inteligente y sostenible para gestionar la capacidad de potencia sin comprometer el presupuesto.

El Real Decreto 1053/2014 considera el uso de almacenamiento cuando se destina a respaldar instalaciones de carga de vehículos eléctricos (VE), lo que indica que en esta situación específica debería ser viable. La normativa da base legal para implementar sistemas de almacenamiento que respalden infraestructuras de carga de vehículos eléctricos, dando un marco regulatorio que respalda y promueve la integración de tecnologías de almacenamiento en el ámbito de la movilidad eléctrica. Es esencial revisar detalladamente las disposiciones y condiciones específicas establecidas en el RD 1053/2014 para asegurar el cumplimiento normativo y la correcta aplicación de sistemas de almacenamiento en este contexto.

Limitaciones: Es conveniente que la regulación contemple de forma clara la instalación de sistemas de almacenamiento cuando el objetivo es evitar el aumento de la potencia para otros propósitos, que no sean el respaldo a puntos de recarga de VE. En este contexto, es necesario evaluar las disposiciones legales y normativas aplicables para garantizar que la instalación de almacenamiento se ajuste adecuadamente a los objetivos de eficiencia y sostenibilidad energética, así como para evitar costes innecesarios asociados con la expansión de la infraestructura de red.

⁷ Se refiere a la postergación o diferimiento de la actualización de la red eléctrica. Esto ocurre cuando se utiliza almacenamiento de energía u otras soluciones alternativas para gestionar la demanda de electricidad en lugar de llevar a cabo costosas actualizaciones en la infraestructura de la red eléctrica, como la instalación de nuevas líneas de transmisión o subestaciones.

En lugar de aumentar la capacidad de la red para gestionar la carga eléctrica adicional, se implementan soluciones locales, como sistemas de almacenamiento de energía, para reducir la demanda en momentos de mayor carga, evitando así la necesidad inmediata de invertir en mejoras de la red. Esto puede ser beneficioso tanto para los operadores de la red como para los consumidores, ya que puede reducir los costos y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.

6.13 Sin GR + Sin Ex + S. Regulación

Requisitos específicos: Igual que el caso de uso 7 de este apartado.

Principio de operación: Igual que el caso de uso 7 de este apartado.

Limitaciones: Igual que el punto 7 de este apartado.

7 Estudio y análisis de los UC

Hoy en día, la instalación de batería BtM asociada a autoconsumo está regulada dentro del RD 244/2019 y sólo si está asociada a una instalación de producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria⁸. Por esta razón, se presentan los usos o servicios que da la BtM que van asociados a la instalación de autoconsumo, junto con una estimación económica de los mismos basada en los datos del año 2023, sin embargo, la previsión es que la volatilidad en el mercado eléctrico vaya en aumento en los próximos años aumentando de forma significativa las oportunidades económicas del almacenamiento.

Al estar asociada a un consumidor, los usos están condicionados por el contrato de suministro de este y los precios que el consumidor negocie para sus excedentes, o el precio resultante en el PVPC, si se encuentra en mercado regulado. En los casos en que no se cumplan las condiciones para acogerse a compensación, o se opte por no hacerlo, los excedentes se venderían a mercado (mercado diario, mercados a plazo... como cualquier instalación de generación). La estimación económica de cada uso analizado será ahorro en el caso de modalidad acogida a compensación, e ingreso en caso de modalidad no acogida a compensación.

- 1. Usos de la batería si los precios (de suministro y excedentes) NO son dinámicos: NO están indexados al mercado y NO reflejan la variabilidad de los periodos de peajes y cargos.**

En este caso, el consumidor o consumidores asociados están sujetos a un precio fijo para todas las horas del año por el consumo que toma de la red y también se le remunera a un precio fijo por los excedentes que vierte a la misma.

⁸ El artículo 9 de la ley 24/2013 define el autoconsumo como “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”, mientras que el RD 244/2019 define instalación de producción como “Instalación encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria”.

7.1 Reduce excedentes que no se pueden verter a red

A menudo, las instalaciones de autoconsumo se han desarrollado en la modalidad sin excedentes, bien por ausencia de capacidad de acceso a la red, bien para realizar una tramitación más rápida. Esto provoca el desaprovechamiento de cierta cantidad de energía, que según el “Informe anual del autoconsumo fotovoltaico de APPA”⁹ alcanzaría el 19% de la energía producida a nivel nacional (puesto que sólo es una parte de las instalaciones las que se realizan sin vertido a red¹⁰, esto supone que las que no pueden verter desaprovecharían más del 19%). La instalación de baterías reduce esta energía vertida, que pasaría a ser autoconsumida en otro momento distinto al que ha sido producida.

Actualmente se está empezando a discutir la manera de implementar el concepto de capacidad de acceso flexible a la red. Si no se dispone de batería, poder reducir la capacidad de verter cuando la red lo requiera, implicará también cierta cantidad de vertidos.

- Una batería de 1 kWh en una instalación de autoconsumo de 1 kW con un 20% de energía no autoconsumida que todos los días del año almacenara excedentes y estos fueran consumidos posteriormente podría reducir estos a la mitad por lo que conseguiría ahorros de 12 €/año.¹¹

7.2 Aumenta la ratio de autoconsumo

Se trata del principal caso de uso de la batería, que consiste en que la energía excedentaria que no se auto consume dentro de la hora que se produce, se almacena para su consumo posterior (Figura-6).

El ahorro en factura que proporciona este uso de la batería viene dado por el mayor coste que tiene la energía consumida de la red, frente a la energía vertida, puesto que la primera incorpora las pérdidas, los peajes, cargos, margen de comercialización e impuestos, fundamentalmente.

- Una batería de 1 kWh que todos los días del año almacenara excedentes y estos fueran consumidos posteriormente podría conseguir ahorros de en torno a 33 €/año en consumidor doméstico y 16 €/año en industrial¹².

⁹ <https://www.appa.es/wp-content/uploads/2023/02/Informe-Anual-Autoconsumo-Fotovoltaico-2022.pdf>

¹⁰ Según el registro de autoconsumo de Cataluña en octubre del 2023 un 23% de la potencia de instalaciones de autoconsumo están acogidas a modalidad sin excedentes

¹¹ Supuesto 1.500 horas de producción y un valor de la energía de 0,08 €/kWh (si bien ese kWh será preferentemente autoconsumido y el valor de la energía debería ser el de suministro, este ahorro extra se recoge en el siguiente uso).

¹² Supuesto un rendimiento del 0,9, un coste de suministro con un término variable con impuestos de 0,18 €/kWh en caso de doméstico y 0,13 €/kWh en caso de industrial y una valoración de los excedentes de 0,08 €/kWh.

7.3 Reduce el termino de potencia (*peak-saving*) y/o incrementa la potencia máxima disponible BtM

La gestión inteligente de la batería puede suponer una reducción de la potencia demandada en periodos caros de contratación de potencia. Un análisis económico de este caso se incluye en el apartado 10 del documento.

II. Usos de la batería si los precios (de suministro y excedentes) son dinámicos: Sí están indexados al mercado y Sí reflejan la variabilidad de los periodos de peajes y cargos.

Se analizan los usos en el caso de que el consumidor asociado o consumidores asociados están sujetos a precios distintos según los periodos de peajes y cargos, y además están indexados a los precios del mercado diario. La tarifa regulada del Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC) entraría en este caso¹³. Las estimaciones económicas para los usos analizados se realizan para el PVPC, cuyos precios promedio horarios para el año 2023 se muestran a continuación.

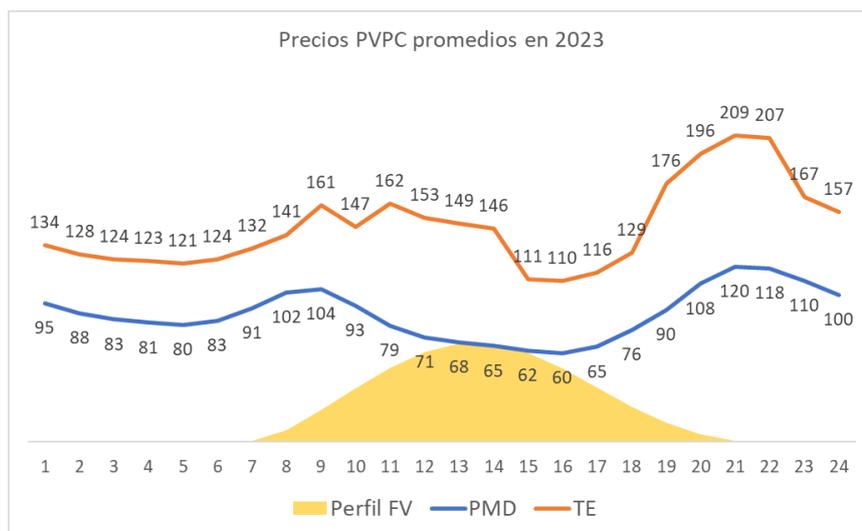


Figura 6 PMD: Precio Mercado Diario. TE: Término de energía (no incluye impuestos). Fuente: Elaboración propia.

7.4 Reduce excedentes que no se pueden verter a red

En este caso, en el que los excedentes se valoran a precio de mercado, a medida que vayan bajando los precios en horas de sol, este uso irá aportando menor valor.

¹³ La modificación del PVPC que regula el RD 446/2023, y que entró en vigor el 1 de enero de 2024, mantiene cierta indexación al mercado diario, así como el diferencial de precios dentro del día.

7.5 Aumenta la ratio de autoconsumo y le extrae más valor al trasladarlo a horas de suministro caras

El valor de la batería aumenta al trasladar el consumo de los excedentes almacenados en la batería a horas de precio más caro. Las horas de precio caro pueden serlo por la componente de mercado (incluyendo servicios de ajuste y pérdidas) o por la componente de peajes y cargos. Las 21h y 22h son las horas de precio promedio de mercado más caras y son periodos caros de peajes y cargos. Las horas de precio de mercado más baratas son las 15h y 16h, y es de esperar que esta diferencia vaya agrandándose (Figura-7).

- En el caso de un autoconsumidor con tarifa PVPC, una batería de 1 kWh que todos los días del año almacenara excedentes y estos fueran consumidos posteriormente conseguiría ahorros de en torno a 46 €/año, mientras que en el caso de un consumidor en tarifa 6.1TD sería del orden de 28 €/año.¹⁴

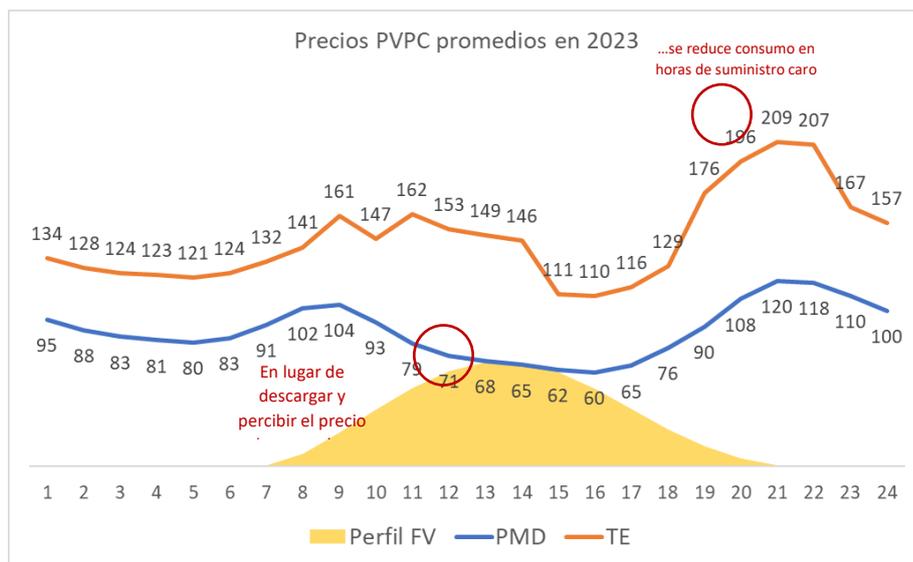


Figura 7. PMD: Precio Mercado Diario. TE: Término de energía (no incluye impuestos). Fuente: Elaboración propia.

¹⁴ Supuesto un rendimiento del 0,9 y calculado como los precios promedios durante 2023 del suministro a las 21h (209 €/MWh) menos el precio promedio a la hora de más excedentes, que en promedio ocurre a las 13h (68 €/MWh). Para el caso de un consumidor en 6.1TD el precio medio a las 21h es de 153 €/MWh, supuesto un *pass-through* del mercado, sin margen comercial.

7.6 Reduce el termino de potencia (*peak-saving*) y/o incrementa la potencia máxima disponible BtM

Al tratarse de un término regulado, el ahorro es equivalente al caso en que los precios no reflejan variabilidad.

7.7 Carga de la red para autoconsumir en momentos caros

En las horas en que el coste de suministro sea barato (tanto por peajes y cargos, como por precios de mercado), interesará cargar la batería tomando de la red para descargar en momentos posteriores más caros. Esto puede ocurrir en las siguientes situaciones:

- Periodos nocturnos en que se de alta producción eólica en el sistema y, por tanto, precios bajos y bajo consumo asociado. Esta energía cargada de madrugada (horas 4 y 5) se autoconsumiría a primera hora de la mañana (horas 9 y 10). Durante 2023 en 108 días se ha dado que de madrugada los precios del mercado diario más el resto de los costes promedio de suministro han sido 50 €/MWh, inferiores a los de primera hora de la mañana, para el caso del PVPC. El doble ciclo de carga acelera algo la degradación de la batería, por lo que este doble ciclo de carga sólo debería realizarse los días en que la diferencia de precios sea suficiente.

➤ Los ingresos obtenidos por kWh serían de unos 7 €/año por realizar esta carga y descarga (4 € para un consumidor en 6.1 TD).¹⁵

- Periodos diurnos en los que se dé alta producción solar en el sistema y, por tanto, precios bajos y alto consumo asociado, de manera que hay pocos excedentes del autoconsumo. En este caso, la energía autoproducida, que podría autoconsumirse, se almacena a pesar de que eso implique que el consumidor tenga que consumir de la red. En un autoconsumo individual, al contabilizarse el consumo de la red en el punto frontera del consumidor, esto sería equivalente a autoconsumir y cargar la batería de la red. Este modo de operar podrá realizarse en días en que la batería no llega a su capacidad máxima al almacenar excedentes y sería similar al modo de funcionamiento de una batería sin autoconsumo.

En el caso de autoconsumo colectivo, estas dos opciones tienen implicaciones distintas y probablemente se opte por la primera opción, un régimen de carga de la batería que priorice la proveniente de la generación frente a la red.

¹⁵ La diferencia promedio de los costes de suministro entre esas horas durante esos 108 días ha sido de 68,5 €/MWh. En el caso de un consumidor en 6.1 TD en 64 días hubo ese diferencial de precios que, en promedio fue de 69 €/MWh.

Cuando la batería se carga desde la red eléctrica, la energía consumida por la batería debe estar incluida en un nuevo contrato de suministro, el cual se establece en conjunto con el consumidor asociado.

7.8 Se comporta como una batería sin consumidor asociado

Este caso supone que la batería:

- Acumula producción FV para verter en momentos caros.

Si bien el funcionamiento más rentable en una determinada hora es autoconsumir frente a verter, en caso de que se den días de bajo consumo asociado, este tipo de funcionamiento también es una forma de extraer valor a la batería (Figura-8).

➤ Los ingresos obtenidos por kWh serían de unos 6 €¹⁶ por realizar la carga de producción fotovoltaica y descarga a la red en horas de precio de mercado caras, debido a que hay una bajada de carga del consumidor asociado en fin de semana y el mes de agosto.

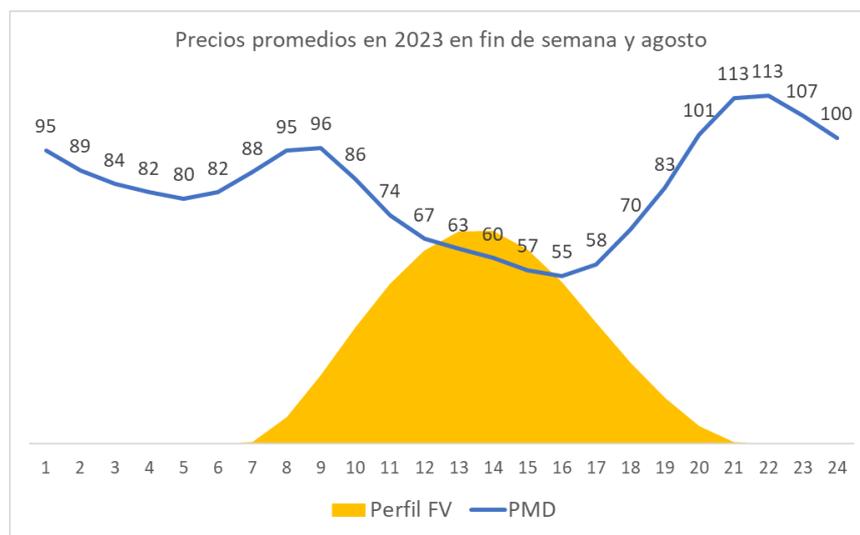


Figura 8 Precios promedio fin de semana y agosto 2023. Fuente: Elaboración propia.

- Carga de la red para verter en momentos caros.

Podría cargarse de la red de madrugada (hora 5) y verter en las horas de precio de mercado caro de la mañana (hora 9) porque no haya suficiente consumo asociado, pero esta diferencia de precios sólo ha sido superior a 50 €/MWh durante 4 días a lo largo de 2023 (Figura-9).

¹⁶ Cálculo estimado un precio promedio de la producción fotovoltaica de 67 €/MWh y una venta a mercado a 113 €/MWh durante 134 días.

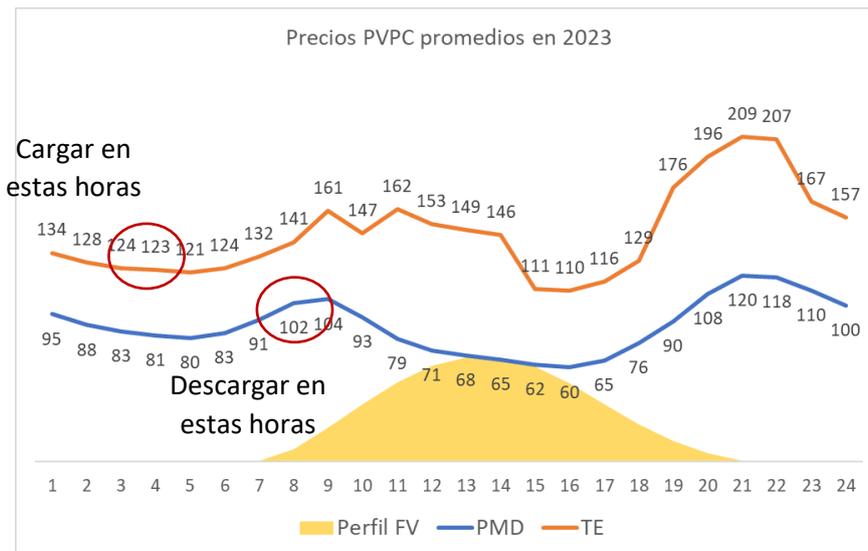


Figura 9. PMD: Precio Mercado Diario. TE: Término de energía (no incluye impuestos). Fuente: elaboración propia.

7.9 Servicios de balance

Tal y como se explicó en el apartado anterior, los servicios de balance se podrían prestar cuando el almacenamiento no realiza alguno de los usos anteriores, pudiendo generar ingresos o ahorros adicionales.

Para poder participar en dichos servicios es necesario que la instalación de autoconsumo esté registrada como instalación de generación. En resumen, la tabla-1 muestra la situación para cada uso analizado en cada segmento de consumidor asociado.

Tabla 1 Casos de uso y segmentación. Fuente: elaboración propia.

	Residencial y comercial.	Industrial.	Colectivo ¹⁷
1. Reduce excedentes que no se pueden verter a red.	Las instalaciones <100kW tienen menos problemas para conseguir acceso a red.	Las instalaciones >100 kW son las que están de manera más habitual en esta situación.	Suelen acogerse a modalidad con excedentes ¹⁸ .
2. Aumenta la ratio de autoconsumo.	Principal uso de la batería, con mayores ingresos en el caso de precios de suministro dinámicos.		

¹⁷ Se supone que la batería se coloca junto a la generación

¹⁸ Sólo los autoconsumos colectivos de red interior pueden acogerse a la modalidad sin compensación, al existir una conexión a la red de distribución en la que instalar el mecanismo antivertido.

3. Reduce el termino de potencia (<i>peak-saving</i>) y/o incrementa la potencia máxima disponible BtM.	Evita contratar más potencia con Distribuidora.	Alternativa a invertir en costosos refuerzos de red/infraestructura.	No es posible, al facturarse la potencia con el equipo de medida del consumidor (al repartir la generación sólo se reduce consumo).
4. Carga de la red para autoconsumir en momentos caros.	Si los titulares son distintos no es posible acogerse a compensación.	La energía consumida por la batería deberá estar recogida en un contrato de suministro, bien conjunto con el consumidor asociado (caso de mismo titular), bien en un contrato de suministro nuevo.	Hace falta un contrato de suministro específico, lo cual no es compatible con la modalidad de compensación simplificada.
5. Se comporta como una batería sin consumidor asociado.	Fuente puntual adicional de ingresos, sujeto al perfil del consumidor.		Si los consumidores tienen distintos perfiles, el uso de los coeficientes variables reduce el valor de este uso.
6. Servicios de balance.	Es necesario darse de alta como instalación de generación para participar.	Es posible, si está registrada como generación (con vertido a red).	Es necesario darse de alta como instalación de generación para participar.

En la siguiente tabla (tabla-2), se realiza el mismo análisis para el caso en que no existe una generación en modalidad de autoconsumo asociada.

Tabla 2 Sin Generación bajo la modalidad de autoconsumo. Fuente: Elaboración propia.

	Residencial y comercial.	Industrial.	Colectivo.
1. Reduce excedentes que no se pueden verter a red.	N/A	N/A	N/A
2. Aumenta la ratio de autoconsumo.	N/A	N/A	N/A
3. Reduce el termino de potencia (<i>peak-saving</i>) y/o incrementa la potencia máxima disponible BtM.	Es posible.	Es posible.	No es posible, al facturarse la potencia con el equipo de medida del consumidor (al repartir la generación sólo se reduce consumo).
4. Carga de la red para autoconsumir en momentos caros.	Es posible.	Es posible.	No es posible, al no estar establecido cómo se reparte.
5. Se comporta como una batería sin consumidor asociado.	No es posible, al no estar previsto verter a red si no hay generación en autoconsumo.		
6. Servicios de balance.	No es posible, al no estar previsto verter a red si no hay generación en autoconsumo.		

7.10 Autoconsumo colectivo y comunidades energéticas con batería

El Real Decreto 244/2019, emitido el 5 de abril, define el concepto de autoconsumo colectivo como la situación en la que un grupo de consumidores acuerda recibir energía eléctrica de instalaciones de generación cercanas a sus puntos de consumo (Anexo-1). En este contexto, el autoconsumo colectivo implica la conexión de una o varias instalaciones generadoras con múltiples consumidores asociados a ellas.

Estas instalaciones de autoconsumo colectivo pueden servir a diversos grupos de consumidores, ya sea en áreas urbanas, donde se agrupan consumidores en edificios residenciales, polígonos industriales, centros comerciales, entre otros, o en entornos rurales, donde se reúnen consumidores de pequeñas comunidades y zonas rurales.

Además, es importante destacar las aplicaciones destinadas a abordar la pobreza energética, mediante la utilización de edificios públicos para suministrar energía a aquellos consumidores vulnerables que se encuentren en las proximidades.

A continuación, se desarrollan casos de uso de sistemas de almacenamiento en autoconsumos colectivos (o comunidades energéticas):

1. Sistema de almacenamiento que comparte equipo de medida con la instalación de generación (Figura-10).

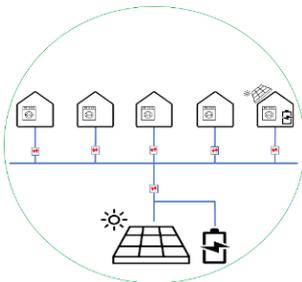


Figura 10 Autoconsumo colectivo-1. Fuente: Elaboración propia.

Como consecuencia de la DT 5ª RD 244/2019, se puede interpretar que para aquellas instalaciones a las que no le son de aplicación la ITC-BT-52 o la ITC-BT-40 la ubicación de las baterías en un autoconsumo colectivo se vincula a la instalación de generación, compartiendo equipo de medida y protecciones con la misma (hecho que podría solventarse utilizando el mismo criterio de protecciones que para una instalación de generación de similares características).

Beneficios:

- Difiere la exportación de la generación a aquellos momentos de mayor consumo por parte de los integrantes del autoconsumo colectivo. Pudiendo además optimizar el autoconsumo por parte de los diferentes consumidores en función de los coeficientes asignados, el consumo en tiempo real, la previsión de generación/consumos futuros, perfiles preestablecidos, en definitiva, en función de los intereses y/o acuerdos de los integrantes del autoconsumo colectivo o el propietario de la instalación de generación.
- Permite el arbitraje de precios pudiendo hacer un primer ciclo con la producción solar y el segundo en horas valle.
- Participación en mercados de balance.
- Inversión conjunta en sistemas de almacenamiento.

Limitaciones:

- Si bien una gestión inteligente de la batería reduce excedentes, la existencia de coeficientes definidos ex ante puede suponer que el reparto no sea el que maximice el autoconsumo, es poco probable que se descargue la batería y que la energía asignada según los coeficientes de reparto coincida con la realmente consumida por parte de los consumidores.
- No permite *peak shaving*.
- La inversión en el sistema de almacenamiento solo es posible cuando todos los miembros del autoconsumo colectivo quieran invertir o beneficiarse del mismo.

Posibilidades de mejora: autoconsumo colectivo con coeficientes dinámicos.

2. Sistemas de almacenamiento instalados en cada uno de los consumidores que forman parte de un autoconsumo colectivo (Figura-11).

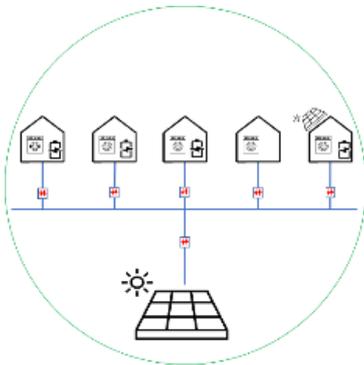


Figura 11. Autoconsumo colectivo-2.
Fuente: Elaboración propia.

Beneficios:

- Cada uno de los integrantes del autoconsumo puede almacenar el porcentaje de la instalación de generación que tiene asignado para su descarga en aquellos momentos.
- Los casos de uso de la batería son idénticos a un autoconsumo individual en red interior.
- Permite el arbitraje de precios pudiendo hacer un primer ciclo con la producción solar y el segundo en horas valle.
- Participación en mercados de balance.
- No obliga a los integrantes del autoconsumo a invertir en almacenamiento.
- Ahorros en potencia.
- Independencia del consumidor en la operación de la batería, aunque también es posible una gestión coordinada.

Limitaciones:

- Es posible que tenga un mayor coste de inversión al no tratarse de una instalación compartida en la que para obtener similares ratios de utilización la capacidad total de la suma de los sistemas será superior.
- No es posible que el sistema de almacenamiento de los diferentes usuarios vierta energía a la red eléctrica salvo que tenga capacidad de acceso y conexión concedida.
- Las instalaciones de almacenamiento reciben un tratamiento equivalente a las instalaciones de generación en la regulación, por ello, para poder evacuar energía a la red, participar en mercados de regulación y arbitraje es preciso que dispongan de capacidad de acceso concedida y efectuados los trámites administrativos correspondientes.

Posibilidades de mejora: Existe ambigüedad a efectos de la legalización de almacenamiento BtM con vertido a la red eléctrica en cuanto a equiparar el almacenamiento BtM a una instalación de generación tal como lo hace el Real Decreto 1955/200 art.168 y se considera necesario, al menos:

- Incluir el almacenamiento BtM no vinculado a generación en el RD 244/2019. Con esta inclusión se resuelve la ambigüedad, en caso contrario;
- Clarificar el RD de acceso y conexión en este sentido.
- El desarrollo por parte de las distribuidoras de un canal habilitado que permita la gestión de estas peticiones.

- Inclusión de esta casuística en el P.O. 10.5 a efectos de tratamiento de la medida con vistas a liquidación.

3. Sistema de almacenamiento distribuido.

No existe regulación para la participación por parte del almacenamiento distribuido no vinculado a generación en comunidades energéticas o autoconsumos próximos a través de red.

Actualmente se plantea la instalación de sistemas de almacenamiento conectados directamente a la red de transporte o distribución (para el arbitraje de precios o la prestación de servicios de regulación), hibridando una instalación de generación (arbitraje, regulación, reducir vertidos) o asociada a instalaciones de autoconsumo.

El factor más relevante, con claros beneficios sobre el sistema (con reducción de costes para este) y con evidentes ventajas en la gestión de la red es abrir la posibilidad técnica de desarrollar la figura del almacenamiento a pequeña escala no vinculado directamente a una instalación de generación ubicada próxima a instalaciones de consumo y asociada a las mismas, almacenando la energía en momentos de exceso de producción renovable para descongestionar la red o en aquellos en que el precio es menor para, alimentar con esta energía a consumidores próximos y asociados a la instalación de almacenamiento.

A continuación, las figuras-12 y 13 representan de forma esquemática posibles configuraciones, en todas ellas el almacenamiento dispone de una conexión y equipo de medida diferente a la del consumidor:

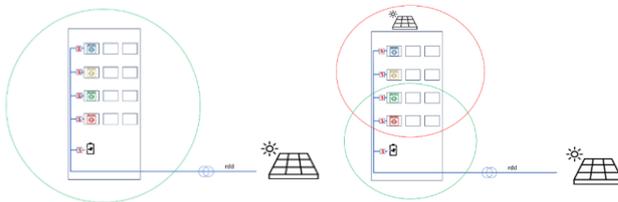


Figura 12 Conexión en red de un almacenamiento colectivo en un edificio. Fuente: Elaboración propia

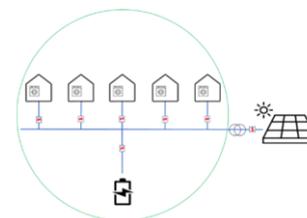


Figura 13 Almacenamiento colectivo a través de la red. Fuente: Elaboración propia

De forma práctica, identificamos situaciones donde no existe posibilidad de instalar fotovoltaica para autoconsumo por falta de disponibilidad de cubiertas, hecho que es especialmente relevante en comunidades de vecinos ubicadas en ciudades, donde la posibilidad de instalar una batería es más factible.

Beneficios:

- Participación ciudadana en las inversiones de almacenamiento.
- Arbitraje de precios por parte del almacenamiento. Varios ciclos a lo largo del día.
- Participación en mercados de balance.
- Potencial participación en los futuros mercados locales.

- Puede beneficiarse de un acceso flexible a la red, tanto por su composición como consumidor o generador.
- Aumentar integración de renovables, reducir puntas de demanda y emisiones de CO2.

Limitaciones:

- No está recogido en la normativa actual, concretamente en el Real Decreto 244/2019, que el almacenamiento pueda considerarse como una instalación próxima y asociada a un consumo de forma independiente a una instalación de generación.
- Necesidad de eliminar del pago de los peajes y cargos a la energía cargada de la red y posteriormente inyectada por parte del almacenamiento.
- Compensación simplificada, no es posible ya que uno de los condicionantes es que la fuente de energía primaria sea de origen renovable y no contempla el almacenamiento como opción.
- Existe el riesgo de que sea considerado reventa de energía eléctrica (que está prohibido por parte de los consumidores). Podría argumentarse, sin embargo, que el almacenamiento más bien difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada.

Propuestas:

1. Tanto los condicionantes para que esta instalación de almacenamiento se considere en red interior o próxima a través de la red, su participación en un autoconsumo colectivo y el reparto de la energía inyectada en la red y medida por el contador individual del almacenamiento se podría efectuar de igual forma que lo hace una instalación de generación en un autoconsumo según el Real Decreto 244/2019, teniendo los mismos derechos y obligaciones que este.

Para ello es preciso que se recoja específicamente en el RD 244/2019 de modo se modifique la definición de “Instalación de generación” e incluir el almacenamiento como instalación de generación a efectos del Real Decreto 244/2019.

b) Instalación de generación: Instalación encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria o almacenamiento.

2. Permitir la compensación simplificada de la energía inyectada a red por parte del almacenamiento modificando el apartado 2.a.i) del Real Decreto 244/2019 de la siguiente forma:

i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable o en el caso de sistemas de almacenamiento disponga de garantías de origen renovable por la energía consumida de la red.

8 Afeción normativa de la batería asociada a un consumidor sin generación

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), en uno de sus informes¹⁹, define los sistemas BtM como instalaciones ubicadas en las proximidades de los puntos de consumo de energía o en los mismos, y posicionadas después del punto de conexión entre los operadores del sistema eléctrico y los consumidores, ya sean estos residenciales, comerciales o industriales. Por otro lado, los sistemas delante del contador se conectan directamente a las redes de distribución y transporte, o están vinculados a plantas de generación conectadas a dichas redes. Los sistemas tienen por objeto proporcionar servicios necesarios para los operadores del sistema, como servicios de ajuste, regulación de frecuencia, entre otros, o realizar actividades de arbitraje en los mercados de energía. Es relevante destacar que la capacidad de ofrecer este tipo de servicios dejará de ser una distinción significativa, dado que la normativa española ya incorpora la figura del agregador. A través de esta figura, los sistemas de almacenamiento BtM también podrán ofrecer este tipo de servicios.

En la normativa española, como aspectos generales sobre el almacenamiento energético, las instalaciones de almacenamiento se definen legalmente como aquellas en las que se pospone el uso final de la electricidad tras su generación, o las que transforman la energía eléctrica para poder almacenarla y reconvertirse en energía eléctrica.

En España, sobre el impacto regulatorio que según el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio²⁰, se reconocen específicamente los “titulares de instalaciones de almacenamiento” como nuevos sujetos del sector eléctrico, a la vez que se reconoce que el resto de los agentes, como los productores, consumidores o titulares de redes eléctricas, pueden utilizar también instalaciones de almacenamiento energético. Incluye una serie de medidas diseñadas para acelerar de manera ordenada y rápida la transición hacia un sistema eléctrico 100% renovable y para promover la reactivación económica en consonancia con el Pacto Verde Europeo²¹, que establece la hoja de ruta climática de la Unión Europea para los próximos años.

La normativa pretende eliminar obstáculos que surjan en la implementación de instalaciones de generación de electricidad basadas en fuentes renovables, a la vez que introduce nuevos modelos de negocio y promueve la eficiencia energética. El Real Decreto-Ley 23/2020 abarca diversas medidas, que se han implementado en respuesta a una necesidad urgente y excepcional en donde en el bloque-2, que está centrado en medidas para fomentar nuevos modelos de negocio en el sector energético, tiene como objetivo impulsar la creación de innovadores modelos comerciales dentro de este sector. Estos modelos incluyen el almacenamiento de

¹⁹ Behind-the-meter batteries - Innovation landscape brief. IRENA 2019

²⁰ <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/con>

²¹ Comunicación de la Comisión “El Pacto Verde Europeo” de 11 de diciembre de 2019 (COM(2019) 640 final).

energía, la agregación de la demanda, la hibridación, las comunidades de energías renovables y las instalaciones de recarga de alta capacidad.

Algunos de estos modelos de negocio desempeñarán un papel crucial en los próximos años para garantizar la seguridad del suministro, dado el cierre de centrales termoeléctricas (como las de carbón y nucleares) y la entrada prevista de una gran cantidad de generación eléctrica renovable no gestionable en el sistema.

Sobre el almacenamiento el artículo 4 del Real Decreto-Ley 23/2020, modifica el artículo 6 de la Ley del Sector Eléctrico para incluir a los "titulares de instalaciones de almacenamiento" como nuevos actores. Las instalaciones permiten postergar el uso de la electricidad después de su generación, como en las baterías, o convertir la energía eléctrica en una forma almacenable y luego recuperable, como ocurre en las instalaciones de bombeo, por ejemplo.

También modifica el artículo 49 de la Ley del Sector Eléctrico para permitir que los titulares de instalaciones de almacenamiento (así como los consumidores) participen en los servicios ofrecidos en el mercado de producción o gestión de la demanda, bajo las regulaciones establecidas.

Además, se modifica el artículo 33 de la Ley del Sector Eléctrico para permitir a los titulares de permisos de acceso para instalaciones de generación hibridar estas instalaciones con módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o con instalaciones de almacenamiento, utilizando el punto de conexión y la capacidad de acceso otorgada. Esto facilita la optimización de la capacidad de acceso existente y la minimización del impacto ambiental. La hibridación permite el acceso a un mismo punto de la red de instalaciones que utilizan diferentes tecnologías de generación, siempre que sea técnicamente factible y modifica el artículo 6 de la Ley del Sector Eléctrico para incluir a los "agregadores independientes" como nuevos participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que ofrecen servicios de agregación.

La agregación se define como la actividad que combina múltiples consumos de electricidad o la electricidad generada por consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su compra o venta en el mercado de producción. Además, modifica el artículo 6 de la Ley del Sector Eléctrico para incluir a las "comunidades de energías renovables" como nuevos actores. Estas comunidades son entidades legales basadas en la participación abierta y voluntaria, controladas por socios o miembros cercanos a proyectos de energías renovables de propiedad de estas entidades. Los socios o miembros pueden ser personas físicas, pequeñas y medianas empresas (pymes) o autoridades locales. El propósito de estas comunidades es proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros y a las áreas locales en las que operan, en lugar de obtener ganancias.

Otra medida relevante del artículo 4 del Real Decreto-Ley 23/2020 es que se simplifica el procedimiento de autorización de las instalaciones móviles que se conectan a la red de transporte y distribución. Estas instalaciones móviles, debido a su naturaleza y singularidad, no necesitan someterse al procedimiento general de autorización y pueden resultar cruciales para la operación del sistema eléctrico en un entorno con una mayor penetración de energías renovables.

Por lo que se refiere a la medición del Reglamento de BT ITC-53 cabe remarcar que los elementos de almacenamiento de energía eléctrica en el interior de las redes “domesticas” en baja tensión, con o sin generación asociada, han existido siempre, por ejemplo, un SAI o más recientemente los cargadores de vehículo eléctrico.

La diferencia entre la existencia de generación asociada o no, es la posibilidad de verter a la red. Por ejemplo:

- 1.- Una instalación de FV+BAT podría exportar energía en una franja horaria distinta a la solar, consiguiendo con ello un beneficio económico.
- 2.- La instalación de batería SIN FV, y sin posibilidad de exportación a red limita el “juego” y margen de beneficio. Aun así, en ese tipo de instalación es posible modelar el consumo de la red (flexibilidad), que podría adaptarse, a parte del precio del mercado, a las señales de un agregador.

A diferencia del vehículo eléctrico donde el producto ha pasado la fase de desarrollo e implementación inicial, los sistemas de almacenamiento están en una fase incipiente, pero con un desarrollo muy firme que las hará atractivas en poco tiempo.

En este contexto el gobierno ha desarrollado una nueva ITC, la 53, del reglamento electrotécnico de Baja tensión, RD 842/2002²², el cual está cerrado pero pendiente de aprobación. El RD 842/2002, no trataba o regulaba las baterías más que su uso como alumbrados de emergencia, y los locales donde estaban para considerar la gestión de posibles desprendimientos de gases.

La nueva ITC-053 (Instalaciones de corriente continua) deja claro que afectan a los sistemas de generación y, también los de sistemas de almacenamiento, no siendo necesario un vínculo o condición entre ellos.

La nueva guía autoconsumo colectivo de IDAE²³ tiene como propósito principal fomentar y respaldar el crecimiento del autoconsumo colectivo de energía eléctrica, considerado como uno de los fundamentos esenciales para el avance de las fuentes de energía renovable.

Esta guía presenta información esencial que debe conocerse al abordar un proyecto de autoconsumo colectivo, que incluye aspectos como las diferentes modalidades, la distribución de la energía, los procedimientos administrativos, las conexiones eléctricas, ejemplos ilustrativos, entre otros. Además, da ejemplos de los documentos necesarios para la tramitación, para aclarar las posibles dudas que surjan al iniciar proyectos de este tipo y simplificar su implementación.

Asimismo, la guía introduce la figura del Gestor de Autoconsumo, un actor clave en la gestión eficiente de los sistemas de autoconsumo colectivo, que también puede aplicarse a proyectos de autoconsumo individuales. Este gestor actúa como representante de los consumidores

²² <https://www.boe.es/eli/es/rd/2002/08/02/842>

²³ https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/2023_06_30_Guia_Autoconsumo_Colectivo.pdf

asociados, facilitando el proceso de registro, así como las modificaciones posteriores en el sistema de autoconsumo y la distribución de la energía generada.

La Guía de Autoconsumo Colectivo está destinada a un público amplio, que incluye al público, grupos de consumidores interesados en realizar proyectos de autoconsumo colectivo, comunidades de propietarios y empresas especializadas en instalar sistemas de autoconsumo.

Este recurso se desarrolla como parte de la Hoja de Ruta del Autoconsumo, en línea con la Componente 7 reforma 2 (C7.R2) del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Su creación y difusión se ajustan a los objetivos y los plazos establecidos en el Plan para promover una mayor conciencia, difusión y adopción masiva del autoconsumo. También se cumple con el mandato otorgado al IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) en la Disposición Adicional 118 de la Ley 31/2022, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023.

En concreto en el punto 3, página 13. Se describe la posibilidad de asociar baterías a la generación fotovoltaica, cargarlas durante el periodo solar y descargar “cuando sea necesario”

9 Oportunidades de negocio

La electrificación de la economía para la transición a un modelo de consumo sostenible basado en energías renovables se realizará en los próximos años de forma efectiva en todo el espectro de consumidores, incluidos los hogares. Los principales cambios que se están produciendo en los hogares en el ámbito energético y que se acentuarán en los próximos años son:

- 1.- Incorporación de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo con o sin almacenamiento asociado.
- 2.- Sustitución de calderas y calentadores de agua por bombas de calor y aerotermia²⁴.
- 3.- Adquisición de vehículos eléctricos con la consiguiente instalación de un punto de recarga doméstico.

Por esta electrificación, los hogares ven aumentada su demanda eléctrica y, por la simultaneidad de sus cargas, se debe aumentar la potencia que tienen contratada. Es habitual que la demanda de energía térmica y la carga del vehículo eléctrico se lleve a cabo tras la jornada laboral, en horas con baja o nula producción solar y no siempre en el periodo comprendido entre las 0h-8h (P2 potencia contratada). Por lo tanto, es importante estudiar el uso del ahorro mediante la

²⁴ https://www.vaillant.es/aerotermia/?gad=1&gclid=CjwKCAjwyNSoBhA9EiwA5aYIb_yVcmwym0xdc2LAT-XxbmDyPFXPNEyvUDGI6np-nTxAo86ZBz_fGBoCzqMQAvD_BwE&gclid=aw.ds

reducción de los picos de consumo, ya que puede representar una oportunidad para aquellos consumidores que necesitan una potencia de consumo adicional a la que han contratado.

Para ello se han definido 3 tipologías de consumidores (tabla-4), obteniendo las necesidades de potencia a contratar adicional en función de un coeficiente de simultaneidad de sus necesidades, actuales y futuras.

Tabla 3 Tipologías de consumidores Fuente: elaboración propia.

	Caso-1: Casa - unifamiliar en Madrid de 120 m²	Caso-2: Casa - unifamiliar en Madrid de 200 m²	Caso-3: Casa - unifamiliar en Madrid de 300 m²
Potencia Contratada.	4 kW	10 kW	20 kW
Cargador eléctrico.	7 kW	11 kW	22 kW
Aeroterminia.	8,32 kW	13,86 kW	20,79 kW
Potencia adicional con simultaneidad del 10%	11, 72 kW	15,86 kW	24, 79 kW
Potencia adicional con simultaneidad del 100%	15,32 kW	24,86 kW	42,79 kW

En la tabla-4 y figura- 14 se muestran cuatro escenarios distintos. En los 2 primeros, el consumo adicional únicamente se produce de 0 a 8h en los que el usuario únicamente aumentaría la potencia contratada en este periodo y en los restantes el usuario la aumentaría tanto en P1 como en P2 para poder disponer de la potencia necesaria para cubrir su demanda de energía, independientemente del periodo horario y producción solar, obteniendo el ahorro potencial por la instalación de un sistema de almacenamiento.

Tabla 4 Escenarios. Fuente: Elaboración propia.

	0-8h (10%)	0-8h (100%)	P1-P2 (10%)	P1-P2 (100%)
Caso 1	20,01	26,16	398,37	520,74
Caso 2	27,08	42,45	539,09	845,01
Caso 3	42,33	73,07	842,63	1.454,46

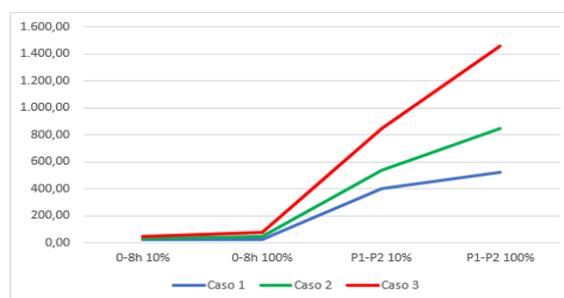


Figura 14 Escenarios. Fuente: Elaboración propia.

Donde se han considerados peajes y cargos año 2023 para una tarifa 2.0TD, IVA del 21% e IEE 5,11%.

10 Identificación de obstáculos

En base a lo desarrollado en los casos de uso y relativo al uso de la batería como activo no asociado a generación para potencias contratadas inferiores a 100 kW, se identifican los siguientes obstáculos:

- **Obstáculo 1: No está regulada la instalación de baterías si no está asociada a autoconsumo.**

La instalación de baterías detrás de contador está regulada dentro del RD 244/2019 por el que se regula el autoconsumo y sólo si está asociada a una instalación de producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria.

La consecuencia es que se pueden instalar baterías en un consumidor, únicamente si no se vierte a red (no está regulada la modalidad de compensación simplificada, ni la posibilidad de tener un almacenamiento colectivo...).

- **Obstáculo 2: La carga de baterías desde la red no está contemplada regulatoriamente en ciertas configuraciones o genera dudas su consideración.**

En los casos de autoconsumo colectivo, para poder acogerse a compensación de excedentes, no se contempla que el generador disponga de un contrato de suministro específico (ni de consumo de servicios auxiliares, ni para cargar una batería de la red, que son consumos que se miden con el mismo equipo de medida). Si un autoconsumo colectivo quiere rentabilizar y aprovechar al máximo su sistema de almacenamiento, es preciso que pueda arbitrar en función del precio de compra de la energía y para ello disponer de un contrato de suministro específico, por ello se considera un obstáculo el actual requisito para acogerse a la modalidad de compensación simplificada.

En un autoconsumo colectivo con almacenamiento (con o sin y generación), la adquisición de energía por parte del titular de la batería y posterior inyección a red y asignación a los consumidores asociados podría considerarse una reventa de energía eléctrica, lo cual no está permitido en la Ley 24/2013. Podría argumentarse, sin embargo, que el almacenamiento adquiere energía en un momento dado, para generar en otro momento una energía distinta a la adquirida o que difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada y que es la que reparte entre los asociados. Sin embargo, siendo este un elemento clave para aumentar la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento en autoconsumos colectivos, consideramos positivo un pronunciamiento al respecto por parte de la administración con relación a su interpretación.

Tal y como se ha propuesto anteriormente en este documento, las opciones en caso de que el regulador perciba una reventa podrían ser:

- Que la titularidad del almacenamiento sea compartida entre los consumidores asociados.
- Que la energía que carga la batería se reparta, al igual que la descarga, entre los consumidores asociados según coeficientes. El término de potencia se facturaría al titular del almacenamiento, junto con el alquiler del equipo de medida.

- **Obstáculo 3: En los sistemas insulares, el precio horario de venta de energía se calcula con una fórmula que no da la señal adecuada a la gestión de la demanda ni al almacenamiento detrás de contador.**

El precio horario de venta de energía en cada sistema no peninsular (que también es el precio de compra para comercializadores y consumidores directos), se calcula como el precio medio del mercado diario peninsular corregido por un factor de apuntamiento de cada sistema, según la siguiente fórmula:

$$P_{\text{venta}} = P_{\text{medio diario peninsular}} * A$$

Siendo A el factor de apuntamiento de cada sistema, calculado horariamente como el cociente entre la demanda horaria y la demanda media diaria prevista.

Es decir, el perfil de precio de cada día se construye a partir del perfil de la demanda y no tiene nada que ver con los costes de producción. Si bien la producción renovable aún es baja en esos sistemas, tienen objetivos ambiciosos (62% de producción renovable en 2030 en Canarias y 35% en Baleares) y este precio de venta de energía no va a trasladar la señal de menor precio en las horas de producción renovable. De esta manera, el almacenamiento no va a percibir el diferencial de precio necesario para invertir, ni la señal correcta para operar (incentiva que se almacene cuando la demanda es baja, lo que puede ocurrir en periodos nocturnos de baja producción renovable y coste marginal más alto).

- **Obstáculo 4: Falta información de cuanto autoconsumo hay instalado y de cuantas baterías detrás de contador hay instaladas.**

Esto dificulta saber en qué punto se está de penetración y elaborar planes para abordar la instalación de baterías en consumidores con autoconsumo. Por ello, se debería contar con un registro de autoconsumo que incluya si hay instalada una batería.

También, al menos de forma estadística, se podría recoger la información a partir de las ayudas que se han repartido a través de las Comunidades Autónomas.

El almacenamiento de excedentes energéticos en entornos residenciales y comerciales presenta limitaciones en cuanto a la ubicación de las baterías, ya que requiere adecuación del espacio y debe cumplir con las regulaciones establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

- **Obstáculo 5: El saldo del autoconsumo se realiza de manera horaria.**

Con la adaptación de la operación del mercado eléctrico a periodos de 15 minutos, la evolución lógica sería realizar el saldo neto del autoconsumo dentro del cuarto de hora y no de forma horaria como se hace actualmente, para fomentar que consumo y generación realmente coincidan en el tiempo. Esta modificación tendría un impacto en la ratio de autoconsumo, pero a la vez se fomentaría la instalación de baterías.

En países como Portugal y Francia (en donde el saldo es cada 30 minutos) ya se ha regulado en este sentido.

El almacenamiento con excedentes en residencial y comercial presenta las limitaciones del obstáculo 4.

Sobre el almacenamiento industrial se visualiza que es ideal para el *peak saving*, siempre y cuando se adecue según necesidades.

En la figura-14 (página-35) se muestra un caso real del segmento Industrial con FV sin baterías. Al añadir baterías es posible alargar el consumo FV en tarde noche, ahorrando en P1, P2, 3, 4 y 5 en días laborables. En día festivos, idéntico o exportar a red el excedente en función de la señal de precio.

- **Obstáculo 6: La incorporación de baterías supone dejar de poder acogerse a simplificaciones o exenciones normativas, desincentivando su desarrollo.**

Actualmente, se considera que la potencia instalada de generación en diversas situaciones desincentiva la incorporación de almacenamiento, cuando en realidad no se modifica la capacidad de acceso. Hoy en día, se cree que la potencia instalada de generación en varias circunstancias desincentiva la adopción de sistemas de almacenamiento, aunque en realidad no afecta la capacidad de acceso. Por esta razón, consideramos importante utilizar la capacidad de acceso como criterio de cálculo en los siguientes casos:

- 1) Exención de solicitud de acceso y conexión a instalaciones de menos de 15kW.
- 2) Garantías de solicitud de capacidad de acceso y conexión de instalaciones de generación y almacenamiento.
- 3) Acogerse a compensación simplificada.

- **Obstáculo 7: La distribución de periodos de peajes y cargos no incentivan la carga de baterías de la red ni una gestión de la demanda eficiente.**

La circular de peajes se publicó en 2020, antes del fuerte incremento de instalaciones fotovoltaicas, que está reduciendo los precios en horas de producción solar, pero también el grado de saturación de las redes en esas horas, debido al crecimiento del autoconsumo. De esta manera, las horas de producción solar son horas valle los fines de semana, pero durante la semana son horas pico o llano, con lo que dejan de ser horas baratas en las que habría que incentivar el consumo y la carga de las baterías. Puesto que los periodos de peajes responden al

grado de saturación de las redes, estaría justificado revisar estos periodos. Lo ideal sería hacerlo con alguna diferenciación geográfica, en función del grado de penetración del autoconsumo.

- **Obstáculo 8: Eliminar la doble imposición al almacenamiento BtM.**

Actualmente y siempre que sea posible la medición de energía, ésta está sujeta a una imposición por la energía consumida y otra por la energía entregada a la red eléctrica. Se requiere que sea tratada de igual forma que el bombeo o el almacenamiento conectado a la red de transporte/distribución que están exentos de esta doble imposición.

- **Obstáculo 9: La compensación simplificada pueda realizar ofertas de venta.**

Participando tanto en los mercados gestionados por el Operador del Mercado (mercado Diario e Intradiario) como en los mercados gestionados por el Operador del Sistema (servicios de balance y no frecuencia).

- **Obstáculo 10: En España no existe un mercado de regulación primaria.**

A diferencia de como ocurre en otros países, el servicio es prestado de forma obligatoria y no retribuido por parte de los generadores tradicionales. Las baterías se caracterizan por su velocidad de respuesta pudiendo ofrecer servicios de regulación primaria de frecuencia, este servicio también conocido por sus siglas en inglés FCR (*Frequency Containment Reserve*), puede ser prestado por sistemas de almacenamiento de gran tamaño o por miles de pequeña escala agrupados por un controlador único (VPP) proporcionando redundancia y aumentando la seguridad del sistema.

- **Obstáculo 11: Posibilidad de participar de forma agregada en cualquier mercado eléctrico.**

La demanda, generación y el almacenamiento de forma agregada deberían poder participar en los mercados sin que se establezcan limitaciones en función del tamaño de la capacidad de un determinado consumidor (1MW), por ejemplo, el SRAD o la consulta pública del mercado de capacidad efectuada en el año 2021.

- **Obstáculo 12: Simplificar la calificación de recursos distribuidos.**

Para estar en los mercados de regulación y obtener la calificación después de realizar ciertas acciones, es necesario tener una validación tecnológica. Esto puede implicar que se necesite una validación tecnológica para participar en esos mercados y, después de participar, recibir la calificación.

En cuanto a la estructura de peajes y cargos, se debería incentivar la instalación de almacenamiento y demanda de energía para que se consuma en las horas centrales del día en las que se tiene mayor generación solar fotovoltaica y por tanto, más renovables. Los periodos actuales no reflejan esa situación y las horas con mayor generación renovable son las más caras de peajes que contrastan con que en esas horas el precio de mercado es inferior, es decir los cargos y peajes desvirtúan la señal de precio de mercado que incentivaría la implantación de almacenamiento, tal como se ha desarrollado en el capítulo-6.

11 Conclusiones

El almacenamiento de energía basado en baterías químicas surge como una pieza fundamental en el rompecabezas de la transición energética hacia un futuro más sostenible y eficiente. Su capacidad para integrar las energías renovables de manera fluida en las redes eléctricas, así como para proporcionar servicios esenciales al sistema, lo posiciona como un componente esencial en la infraestructura energética del mañana.

La adopción estratégica de tecnologías de almacenamiento de energía es clave para desbloquear su máximo potencial. Esto implica una cuidadosa consideración de los servicios que pueden ofrecer las baterías, los casos de uso más efectivos y las barreras regulatorias que deben superarse para su implementación masiva.

El almacenamiento BtM emerge como una solución particularmente prometedora, ofreciendo beneficios tanto para los consumidores como para las redes eléctricas locales. La coordinación eficiente de múltiples baterías BtM a través de agregadores independientes se presenta como un aspecto clave para maximizar su valor económico y mejorar la resiliencia del sistema.

La versatilidad de las baterías, combinada con la continua reducción de costes en el sector, abre nuevas oportunidades de crecimiento y expansión. Es crucial que las políticas y medidas de apoyo respalden este desarrollo, fomentando el autoconsumo fotovoltaico y simplificando los procedimientos administrativos para facilitar el acceso a la energía solar y al almacenamiento de energía con baterías.

Sobre la regulación y oportunidades futuras, la instalación de baterías BtM asociada al autoconsumo está actualmente regulada por el RD 244/2019, pero se espera que la volatilidad del mercado eléctrico aumente, lo que podría generar oportunidades económicas significativas para el almacenamiento de energía en el futuro.

Los usos y servicios de la batería BtM están condicionados por el contrato de suministro del consumidor y los precios negociados para los excedentes o el precio resultante en el PVPC si está en el mercado regulado.

Referente a los beneficios de las baterías en base a los distintos escenarios analizados y en entornos donde los precios no son dinámicos, las baterías reducen los excedentes no vertidos a la red, aumentan la ratio de autoconsumo y reducen el término de potencia, lo que puede traducirse en ahorros significativos en la factura eléctrica.

En escenarios con precios dinámicos, las baterías siguen reduciendo los excedentes y aumentan la ratio de autoconsumo, pero también optimiza el consumo trasladando la energía a horas de suministro caras, lo que resulta en mayores ahorros económicos.

Además, las baterías pueden cargar de la red en momentos de bajo coste para autoconsumir en momentos de alta demanda, lo que proporciona oportunidades adicionales de ahorro.

Por lo que respecta a los servicios de balance y participación en el mercado, las baterías BtM también pueden prestar servicios de balance cuando no están realizando otros usos, lo que puede generar ingresos adicionales siempre que la instalación esté registrada como instalación de generación.

Sobre la importancia del Autoconsumo Colectivo hay que comentar que ofrece una solución para grupos de consumidores que desean recibir energía eléctrica de instalaciones generadoras cercanas a sus puntos de consumo. Esto es relevante tanto en entornos urbanos como rurales y puede contribuir a abordar la pobreza energética al suministrar energía a consumidores vulnerables en proximidad a edificios públicos.

Se han visto diferentes casos de uso considerando distintos escenarios de sistemas de almacenamiento en sistemas de autoconsumo colectivo, destacando dos enfoques principales: compartir equipo de medida con la instalación de generación y sistemas de almacenamiento instalados en cada consumidor del autoconsumo colectivo.

Se identifican una serie de beneficios asociados a la implementación de sistemas de almacenamiento, como la optimización del autoconsumo, el arbitraje de precios, la participación en mercados de balance y la inversión conjunta en almacenamiento. También se señalan limitaciones como la gestión ineficiente de la energía asignada y la necesidad de una inversión conjunta de todos los miembros del autoconsumo colectivo además de doce barreras que considera una falta de regulación específica para la instalación de baterías no asociadas al autoconsumo, lo que limita su implementación en consumidores que no vierten energía a la red. La normativa actual no contempla la carga de baterías desde la red en ciertas configuraciones de autoconsumo, lo que dificulta la adopción de sistemas de almacenamiento.

El cálculo del precio de venta de energía en sistemas insulares no refleja adecuadamente los costos de producción ni incentiva el almacenamiento de energía.

La falta de datos sobre la cantidad de instalaciones de autoconsumo y baterías dificulta la planificación y el desarrollo de políticas para fomentar el almacenamiento de energía. La adaptación del mercado eléctrico a periodos de 15 minutos podría fomentar la instalación de baterías al permitir un saldo neto del autoconsumo más preciso.

La incorporación de baterías puede desincentivarse debido a regulaciones que no consideran adecuadamente la capacidad de acceso. Los periodos de peajes y cargos actuales no incentivan eficientemente la carga de baterías desde la red ni la gestión eficiente de la demanda.

Existe una doble imposición para el almacenamiento BtM, lo que desincentiva su desarrollo y su integración en el sistema eléctrico. La falta de un mercado de regulación primaria limita la capacidad de las baterías para ofrecer servicios de estabilización de frecuencia.

Se necesitan eliminar las limitaciones para que la demanda, la generación y el almacenamiento puedan participar en los mercados eléctricos de manera agregada y se requiere simplificar la calificación de los recursos distribuidos para permitir su participación en los mercados de regulación.

Estas conclusiones resumen los principales obstáculos identificados en el texto en relación con el uso de baterías como activos no asociados a la generación en el sector energético.

Por ello y, como propuestas de mejora a lo que la regulación y el tratamiento del almacenamiento en autoconsumo colectivo se refiere, es importante incluir el almacenamiento como una instalación de generación a efectos del Real Decreto 244/2019 y permitir la compensación simplificada de la energía inyectada a la red por parte del almacenamiento.

12 Participantes en el grupo de trabajo

Este documento ha sido elaborado por los miembros del grupo de trabajo de almacenamiento de la asociación Entra Agregación y Flexibilidad compuesto por:

Ramon Gallart (Ēstabanell)

Vanessa Aragonés (Endesa)

Gorka Martí (sonnen Ibérica)

Eduard Sanz (Vector Energy)

Narcís Roca (Agri Energía)

Iker Marino (Edinor)

Antoni Company (Bamboo Energy)

Monica Aguado (CENER)

Dirección Ejecutiva: olivoENERGY

13 ANEXOS

ANEXO-1 Definición de autoconsumo colectivo

Se entiende por autoconsumo colectivo aquel en el que un grupo de consumidores se alimenta de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a estos. El autoconsumo colectivo puede pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo cuando este se realice entre instalaciones próximas de red interior (Sin excedentes/con excedentes y si tiene excedentes Con/Sin compensación) y cuando este se realice entre instalaciones próximas a través de la red deberá ser con excedentes con o sin compensación.

Son instalaciones de producción próximas a las de consumo a través de la red aquellas que cumplen una de las siguientes opciones:

ii. Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

iii. Se encuentren conectados a una distancia inferior a 500 metros de los consumidores asociados. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

Se considerará instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a través de la red, aquella planta de generación que empleando tecnología fotovoltaica en su totalidad en la cubierta de una o varias edificaciones, en suelo industrial o en estructuras artificiales existentes o futuras cuyo objetivo principal no sea generar electricidad, se conecte al consumidor o consumidores por las líneas de transporte o distribución y si están a menos de 2.000 metros de los consumidores asociados. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

iv. Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El reparto de la energía generada por la instalación de generación en un autoconsumo colectivo se reparte a partir de la energía medida por el contador de generación en función de un coeficiente de reparto preestablecido para cada consumidor, que puede ser diferente para cada hora del año, pero cuya suma total debe ser la unidad.

ANEXO-2 Varios normativa

Artículo 168. Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

A los efectos de inscripción en el registro, las instalaciones de almacenamiento que puedan inyectar energía en las redes de transporte y distribución solas o híbridadas tendrán el mismo tratamiento que instalaciones de producción de electricidad

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019&p=20221019&tn=1#a168>

Según el RD 244/2019 de autoconsumo, definiciones:

Instalación de producción: Instalación de generación inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación, en especial, su respectiva potencia.

Instalación de generación: Instalación encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria.

Instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas: Instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla alguna de las siguientes condiciones.