

Presentación informe EBAFLEX (Electrificación, Baterías y Flexibilidad)

**“Almacenamiento y flexibilidad:
Soluciones que transforman”**



Índice de informes

INTRODUCCION	3
INFORME TÉCNICO EBAFLEX	7
INFORME FISCALIDAD	44
PROPUESTA DE ENCAJE Y DESARROLLO NORMATIVO PARA EL ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO	61
INFORME FLEXIBILIDAD	82
ANEXO ECONÓMICO - MEMORIA IMPACTOS ECONÓMICOS	104

Introducción

EBAFLEX es una iniciativa coordinada por Samsø e impulsada UNEF, AEPIBAL, Octopus, Pimec, Ampere, Beeplanet, Circutor, Cegasa, Riello, Sonnen y TABSpain que pretende evaluar los beneficios de la flexibilidad distribuida (entendiendo la misma como la combinación de baterías descentralizadas y gestión activa de la demanda) en el sistema eléctrico, así como su impacto económico. Además, EBAFLEX busca proponer una serie de cambios normativos que permitan hacer realidad esta flexibilidad dentro del sistema energético.

Para ello se ha realizado **una prospectiva del impacto en el sistema eléctrico de la flexibilidad mediante baterías y la respuesta de la demanda**. En primer lugar, se han evaluado los **beneficios de esta flexibilidad** en el mercado mayorista, cuantificando los beneficios para diferentes niveles de penetración en la operación del sistema, el coste a los consumidores y las emisiones asociadas del sistema. En segundo lugar, se han analizado los **ahorros en inversiones necesarias en redes de distribución** que se pueden alcanzar con distintos niveles de adopción de ambas tecnologías, gestión de la demanda y baterías distribuidas, escalando los ahorros obtenidos en redes representativas a nivel peninsular en España.

Para el desarrollo del estudio se han definido una serie de escenarios proyectados para el año 2030. Estos escenarios incorporan las previsiones de generación y demanda establecidas en el PNIEC y el TYNDP. Están contruidos mediante un modelo que planifica la capacidad de generación de punta y el almacenamiento mediante baterías, y considera una penetración de gestión de la demanda dada. El modelo optimiza el mix de generación, con el objetivo de satisfacer tanto la demanda energética como los requisitos de firmeza del sistema. Los diferentes **escenarios contruidos, modelan diferentes niveles de despliegue de baterías y dos niveles crecientes de penetración de la gestión de la demanda**.

El autoconsumo fotovoltaico reduce la demanda neta de electricidad en las horas centrales del día, pero sin almacenamiento ni respuesta de la demanda, no contribuye a reducir el pico de demanda de la tarde-noche. La flexibilidad permite reducir el consumo durante las horas punta, gracias a la energía almacenada, y la gestión de la demanda permite mover consumos, **reduciendo así los picos de demanda y con ello las necesidades de refuerzo de las redes**.

El **escenario de referencia, considerado central**, se alinea estrechamente con las proyecciones del PNIEC y el TYNDP, siendo los escenarios más ambiciosos todavía más positivos para el sistema. En este escenario, se han considerado para 2030 un **despliegue de baterías de 5 GW (centralizadas) y 1,4 GW (distribuidas) junto con una repuesta de la demanda residencial y comercial del 20%**. Se obtendrían los siguientes beneficios:

Para el sistema de 1447 M€/año (31,7%), cuantificados en ahorros en anualidades de CAPEX de tecnologías de punta (turbinas de gas en ciclo abierto) y en costes variables del sistema: combustible, arranque/parada, O&M, emisiones y menores vertidos. Con estos datos la flexibilidad introducida en el caso de referencia produce **un ahorro de 6797,1M€ para los consumidores** en el sistema eléctrico a nivel mayorista.

Para la red de distribución de 375 M€/año (77%), cuantificados en ahorros en anualidades de CAPEX y O&M de las nuevas infraestructuras en redes de distribución. Estas infraestructuras serían necesarias para cubrir el incremento de previsto de la demanda pico, alrededor de un 18,5%, que se espera debido al crecimiento en la demanda máxima de energía. Este incremento daría lugar a inversiones significativas para reforzar las redes de distribución y permitir la conexión de estas nuevas demandas y de la nueva potencia instalada de generación distribuida (487,5M€/año). Tanto las baterías distribuidas como la respuesta de la demanda contribuyen significativamente a reducir la demanda pico.

Para asegurar que esto ocurra, EBAFLEX ha realizado una serie de propuestas de cambios normativos. Estas se centran en una reforma de los mecanismos de participación y reparto del almacenamiento distribuido, facilitar la participación de la flexibilidad de estos recursos distribuidos en los diferentes mercados de energía y operación, así como una batería de modificaciones a la fiscalidad aplicable a las baterías distribuidas.

En primer lugar, se plantea adaptar la normativa para **permitir que las baterías distribuidas**, tanto a nivel individual en los sectores residencial, comercial e industrial, como en esquemas compartidos entre estos actores, puedan generar y compartir energía almacenada de forma simplificada, **equiparándolas a las condiciones actuales del autoconsumo**. Esta integración normativa permitiría desbloquear el potencial de estas soluciones y facilitar su despliegue masivo en el sistema eléctrico.

El reciente RDL 7/2025, ha supuesto avances significativos para el almacenamiento, tanto stand alone como hibridado. No obstante, ha quedado pendiente un elemento clave de la Directiva (UE) 2024/1711, que actualiza la Directiva 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Esta nueva directiva introduce el nuevo artículo 2.10 bis, que reconoce de forma explícita que se podrá compartir energía sea de origen renovable o almacenamiento: “«10 bis) “consumo de energía compartida”: el autoconsumo por parte de clientes activos de energía renovable: .a) generada o almacenada fuera del emplazamiento o en emplazamientos comunes”. Así pues, se abre la puerta **a hacer del almacenamiento colectivo y compartido una realidad, esté vinculado a una instalación de generación renovable o no**.

En otras palabras, abre la puerta a compartir la energía almacenada del mismo modo en que ya se permite compartir la energía producida por una instalación renovable cercana. Sin embargo, esta puerta abierta recientemente por la modificación de la directiva aún no se ha desarrollado. Si tenemos en cuenta que **el plazo de transposición de esta norma venció el pasado 17 de enero de 2025**, en este caso, la excepción ibérica, la falta de interconexiones y la fuerte penetración de renovables en el mix ibérico habrían aconsejado poner también el acento en este almacenamiento distribuido, compartido y colectivo, equiparando las baterías a las instalaciones renovables y permitiendo compartir energía cuando esta provenga de una fuente renovable o almacenada de proximidad, sin pagar cargos ni peajes (tal como actualmente se permite con el autoconsumo colectivo).

El almacenamiento distribuido —ya sea a escala doméstica, comunitaria o municipal— es fundamental para maximizar el autoconsumo, reducir las congestiones locales, mejorar la autonomía de los consumidores y aportar flexibilidad operativa a la red desde la demanda. Su no inclusión puede suponer la pérdida de oportunidades y generar desequilibrios en la transición energética, con el riesgo de acentuar aún más su dimensión centralizada.

Para hacer efectiva esta inclusión en el marco normativo español, se propone modificar reglamentariamente varios textos clave: **el RD 244/2019, el RD 1183/2020 y el RD 1955/2000**. Si bien se ha contemplado modificaciones de rango legal, la propuesta se centra en modificaciones de carácter reglamentario para hacerlo posible de una forma ágil, aprovechando los procedimientos existentes en autoconsumo colectivo para hacer realidad el almacenamiento colectivo de una forma relativamente sencilla. Estos cambios permitirían implementar mecanismos de compensación simplificada y reparto de la energía absorbida e inyectada a la red por las baterías, eliminando barreras administrativas, y permitiendo aquello que tecnológicamente ya se puede hacer. Para ello, se propone también la creación de nuevas definiciones de carácter reglamentario sobre qué se entiende por almacenamiento distribuido y qué acciones o funciones puede desempeñar dentro del sistema eléctrico. Dichos cambios abren la puerta a una inversión masiva por parte de ciudadanía, entes locales y empresas, en inversiones coparticipadas, en almacenamiento distribuido. De la misma manera que 2018 y 2019 supuso un cambio normativo que ha abierto la puerta a una penetración masiva de autoconsumo (hasta 8GWP), la nueva propuesta permite una penetración masiva de un almacenamiento que añade robustez y resiliencia al sistema.

En segundo lugar, se plantean **cambios normativos que faciliten la participación de recursos distribuidos y de menor tamaño en la estabilidad del sistema eléctrico** mediante la prestación de la flexibilidad de la que disponen. Para ello se plantea, tal y como indican las recomendaciones de las directivas europea, la reducción de los criterios de habilitación como proveedores de servicios y la ampliación de las posibilidades de participación. Estos objetivos se basan en la reducción de los requisitos de tamaño para la participación de recursos flexibles distribuidos, en la simplificación de los requisitos de medición y comunicación, así como en la reducción de los umbrales necesarios para interactuar con el operador del sistema como proveedores de estos servicios.

De esta forma, se busca reducir las barreras de entrada existentes para la provisión de flexibilidad de forma descentralizada, facilitando la incorporación de nuevos actores, como los agregadores, y el acceso a un conjunto amplio de recursos energéticos distribuidos actualmente no integrados en el sistema.

Por otro lado, se plantea que los Planes Integrados de Energía y Clima incluyan **de objetivos de flexibilidad por tecnologías y escalas de tamaño**. Y se sugiere la inclusión de métricas de uso de la flexibilidad y OPEX en los nuevos marcos retributivos de las redes de transporte y distribución.

En tercer lugar, se plantea una **batería de medidas fiscales orientadas al impulso de las baterías de almacenamiento distribuido de energía eléctrica**. Las baterías que resulten beneficiadas de las medidas que se expondrán a continuación deben responder a altos niveles de calidad y resiliencia ante ciberataques y protección de datos, con el objetivo de generar la confianza necesaria en su funcionamiento continuado y en su protección frente a manipulaciones de terceros, evitando así posibles incidencias en la calidad del suministro eléctrico de sus titulares como en la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

Las medidas fiscales propuestas incluyen: **la bonificación del Impuesto de Sociedades, Impuesto a la Renta de las Personas Físicas, una reducción del IVA y una potencial bonificación del IBI**. En el caso del Impuesto de Sociedades, se plantea permitir la libertad de amortización de las inversiones realizadas en baterías eléctricas, lo que facilitaría su integración por parte del tejido empresarial. En el IRPF, se contemplan dos posibles incentivos: por un lado, la reducción de la base imponible general en caso de instalación de baterías en viviendas, y por otro, la deducción en la cuota íntegra estatal por dicha instalación. Respecto al IVA, se propone aplicar el tipo reducido del 10% al suministro e instalación de baterías eléctricas en viviendas dentro del marco de obras de renovación o reparación. Asimismo, se plantea extender el IVA reducido al almacenamiento vinculado al autoconsumo. Por último, en relación con el IBI, se sugiere permitir una bonificación de entre el 50% y el 90% de la cuota íntegra para los inmuebles que incorporen sistemas de almacenamiento distribuido.

Finalmente, se presenta una **estimación del impacto económico del almacenamiento distribuido en España en el horizonte 2030** y de las medidas fiscales propuestas para su impulso, atendiendo a su viabilidad global. El análisis considera la inversión movilizada, la recaudación fiscal, el empleo generado y los ahorros inducidos en la red. El enfoque se basa en tres escenarios de despliegue (1,4 GW, 4,4 GW y 6,8 GW), sobre los cuales se aplican combinaciones de incentivos fiscales orientados a fomentar su adopción.

Poniendo el foco en el **escenario intermedio de 4,4 GW**, y entendiéndolo como un objetivo alcanzable y deseable con estas medidas fiscales. Los ahorros en refuerzos de red alcanzarían los 394 M€/año. Según las estimaciones realizadas, alcanzar dicha potencia entre 2025 y 2030 supondría movilizar una inversión de 3.290,70 M€ en total, con una contribución destacada del sector residencial (2.085,65 M€). La ocupación directa generada para alcanzar esa potencia se estima en 15.238 empleos anuales, lo que supondría una recaudación adicional por IRPF de 75.43 M€ anuales.

El análisis se centra en dos instrumentos fiscales principales: la reducción del tipo de IVA y la deducción en la cuota íntegra del IRPF, con rangos entre el 25% y el 50%. El balance económico neto del escenario intermedio (4,4 GW) se sitúa entre **+302,77 M€/año y +407,05 M€/año, dependiendo del tipo de deducción aplicada. El balance fiscal se sitúa entre -91,42 M€/año y +12,86 M€/año**, por lo que, si la deducción en el IRPF se aplicara de forma ajustada a los tramos de renta, cabría esperar un resultado más próximo a la neutralidad fiscal. Estos resultados respaldan la eficacia de un paquete fiscal integrado que, además de incentivar la adopción, genera un retorno económico positivo para el conjunto del sistema.

Tabla de Balance económico anual en el escenario de 4,4 GW.

	M€/año	Cuota IRPF (50%)	Cuota IRPF (25%)
Recaudación IVA residencial		+41,71	+41,71
Coste fiscal IRPF		-208,57	-104,28
Recaudación extra IRPF por nueva ocupación		+75.43	+75.43
Balance fiscal		-91,42	+12,86
Ahorros en refuerzos de red		+394,19	+394,19
Balance económico neto		+302,77	+407,05

EBAFLEX por tanto, cuantifica los beneficios que la flexibilidad mediante baterías distribuidas y gestión de la demanda puede aportar al sistema y propone toda una serie de medidas para hacerlo realidad. El objetivo es promover un proceso rápido de instalación de baterías y despegue de la flexibilidad, tal como sucedió en su momento con la generación distribuida y el autoconsumo. Del mismo modo que el autoconsumo permitió reducir considerablemente los costes energéticos de consumidores residenciales, comerciales e industriales —a la vez que aportaba beneficios sistémicos como una mayor integración renovable y menores costes estructurales—, la flexibilidad distribuida ofrece ahora una oportunidad clave para reducir los costes del sistema eléctrico, aumentar el aprovechamiento de energías renovables —al evitar vertidos— y optimizar la inversión en redes gracias a la reducción de los picos de demanda.



INFORME TÉCNICO

**Cuantificación de los beneficios técnico-económicos
del despliegue del almacenamiento distribuido y la
respuesta de la demanda.**

Julio 2025

Versión 1.0

C. Mateo, J.P. Chaves, A. Ramos, F. Martín, T. Gómez, M. Martínez

Resumen ejecutivo

El principal objetivo de este informe es cuantificar el valor de las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda en el contexto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en España. Para alcanzar este objetivo se han realizado los siguientes análisis: 1) Evaluar los beneficios del almacenamiento mediante baterías y la respuesta de la demanda en el mercado mayorista, cuantificando los beneficios para diferentes niveles de penetración de flexibilidad proporcionada por gestión de la demanda y por almacenamiento mediante baterías. 2) Evaluar los beneficios de reducción de las inversiones necesarias en redes de distribución que se derivan de diferentes niveles de penetración de ambas tecnologías gestión de la demanda y baterías distribuidas, escalando los ahorros¹ obtenidos en redes representativas a nivel peninsular en España.

Escenarios:

Para el desarrollo del estudio se han definido una serie de escenarios proyectados para el año 2030. Estos escenarios incorporan las previsiones de generación y demanda establecidas en el PNIEC 2024 y el TYNDP 2024. Están contruidos mediante un modelo que planifica la capacidad de generación y el almacenamiento mediante baterías, y considera una penetración de gestión de la demanda dada. El modelo optimiza el mix de generación, con el objetivo de satisfacer tanto la demanda energética como los requisitos de firmeza del sistema.

Tabla 1 Escenarios

	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3
	-	22%	22%	44%
DR00				
DR20		Caso Ref.		
DR40				

El escenario de referencia (DR20 - BAT1), considerado central, se alinea estrechamente con las proyecciones del PNIEC y el TYNDP. Los distintos escenarios (Tabla 1) se han construido incrementando el despliegue de baterías (BAT0-BAT3)—considerando distintos costes de inversión de esta tecnología— y niveles crecientes de penetración de la gestión de la demanda² (DR00-DR20-DR40). Tanto las baterías distribuidas como la respuesta de la demanda contribuyen aportando flexibilidad al sistema. Los escenarios BAT3 se han analizado solo para el análisis de inversiones en redes de distribución donde se ha realizado una sensibilidad, pasando de un nivel de penetración de baterías distribuidas del 22% al 44%. Desde el punto de vista de impacto en el sistema, ambos tipos de escenarios BAT2 y BAT3 son iguales ya que el nivel de penetración total de baterías en el sistema no cambia.

1 En este estudio se han estimado los ahorros que se obtendrían a nivel de sistema eléctrico y en las redes de distribución (de media y de baja tensión), pero no se ha realizado un análisis coste-beneficio teniendo en cuenta los costes de inversión y de operación de las baterías y de la respuesta de la demanda.

2 Desde el escenario sin respuesta de la demanda (DR00), hasta un 20% de la demanda residencial y comercial gestionable (DR20) y como escenario más ambicioso, un 40% de la demanda residencial y comercial gestionable (DR40).

En cada escenario, se parte del parque de generación previsto en el PNIEC 2024 y el TYNDP 2024, y se optimiza la capacidad instalada de turbinas de gas en ciclo abierto (OCGT, por sus siglas en inglés) y de baterías. Por tanto, el parque de generación resultante en capacidad instalada en ambas tecnologías es diferente en cada escenario tal y como puede apreciarse en la Tabla 2. Se puede observar que hay un mayor despliegue de baterías a medida que nos movemos en la tabla en cada columna hacia la derecha. Esto se ha conseguido al optimizar la capacidad instalada en baterías disminuyendo su coste de inversión. Cuando se aumenta la penetración de gestión de la demanda, en una misma columna, también disminuye la capacidad instalada en baterías, ello es debido a que ambas tecnologías ofrecen un servicio de flexibilidad, reduciendo baterías cuando aumenta la gestión de la demanda. Además, también se reduce la capacidad instalada en OCGT pues la gestión de la demanda y las baterías también proporcionan firmeza al sistema.

Tabla 2 Parque instalado en cada caso

GW	BAT0		BAT1		BAT2	
	OCGT	BAT	OCGT	BAT	OCGT	BAT
DR00	10,99	-	5,86	12,18	4,54	15,31
DR20	6,08	-	3,40	6,36	1,89	9,95
DR40	494	-	-	1,17	-	1,17

Beneficios a nivel sistema:

Los beneficios en el sistema se calculan a partir de los costes del sistema en cada uno de los escenarios analizados. Para ello en cada escenario se calculan los costes de inversión y los costes variables de operación, incluyendo operación y mantenimiento, combustible y emisiones de CO₂. Los ahorros que aportan la gestión de la demanda y el uso de baterías como recursos flexibles en el sistema eléctrico se obtienen como diferencia entre los costes del escenario sin baterías y gestión de la demanda (DR00 - BAT0) y los costes de cada escenario restante, y se expresan como en porcentaje respecto del escenario de referencia.

Tabla 3 Costes M€/año

Coste M€/año	BAT0		BAT1		BAT2	
	Inversión OCGT	Variables	Inversión OCGT	Variables	Inversión OCGT	Variables
DR00	514	4.051	274	2.955	213	2.928
DR20	285	3.244	159	2.959	88	2.940
DR40	23	2.962	-	2.959	-	2.959

Tabla 4 Resumen de los resultados principales

Ahorros porcentuales del sistema			
%	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	-	29,3%	31,2%
DR20	22,7%	31,7%	33,7%
DR40	34,6%	35,2%	35,2%

En los escenarios en los que no se utilizan baterías (BAT0), la gestión de la demanda demuestra ser una herramienta eficaz para reducir costes. Cuando una parte moderada del consumo residencial y comercial es flexible, ya se observan beneficios económicos significativos. A medida que aumenta la proporción de demanda gestionable, los ahorros también crecen, aunque con un rendimiento decreciente. Esto se debe a que la capacidad del sistema para aprovechar esta flexibilidad tiene un límite, más allá del cual los beneficios adicionales se reducen.

En ausencia de gestión de la demanda (DR00), la incorporación de baterías también contribuye a reducir los costes del sistema. A medida que se incrementa la capacidad instalada, los beneficios económicos continúan creciendo, aunque de forma progresivamente más moderada. Esto indica que, al igual que ocurre con la gestión de la demanda, los beneficios marginales de las baterías disminuyen conforme se amplía su despliegue, reflejando una saturación gradual en su capacidad para aportar valor adicional.

Es así como, al combinar baterías y gestión de la demanda, los beneficios se amplifican, aunque no de forma lineal. Por ejemplo, para el caso de referencia (DR20 - BAT1) con un 20 % de demanda gestionable y 6 GW de baterías se alcanza un ahorro del 31,7 %, un 9 % más que sin baterías. Sin embargo, este aumento no se puede atribuir completamente a las baterías. Comparando con el escenario (DR00 - BAT1) de 12 GW de baterías sin DR, la incorporación de DR20 solo añade un 2,4 % de ahorro adicional, pero hay que tener en cuenta que la penetración de baterías es distinta en ambos escenarios (ver Tabla 2). Esto muestra que la interacción entre ambas tecnologías impide comparaciones directas con escenarios individuales. Además, se observa un posible límite en las necesidades de recursos flexibles, escenarios (DR40 - BAT1 y DR20 - BAT2) con un tope de ahorro total para el sistema estimado en torno al 35,2%.

En conclusión, tanto las baterías como la gestión de la demanda permiten reducir las necesidades de tecnologías de respaldo como los ciclos combinados, así como optimizar la operación del sistema. **El escenario de referencia (con 20% de respuesta de la demanda y 6,36 GW de baterías) muestra un ahorro total del 31,71 % (1.447 millones de euros al año) para el sistema**, compuesto por una reducción del 7,8 % en inversiones

OCGT (355 M€/año) y un 23,9 % en costes operativos (1.092 M€/año), incluyendo combustible, arranques/paradas, operación y mantenimiento, y emisiones CO₂. La flexibilidad influye en las decisiones de inversión y operación, siempre resultando en una disminución global de los costes totales del sistema, aunque en algunos casos aumenten los costes operativos. Entre otros resultados incluidos en el informe, cabe destacar que para el caso de referencia, las emisiones disminuyen un 25,7% y los vertidos de renovables un 6,9%.

Por otro lado, en los análisis realizados también se destaca que las baterías podrían requerir mecanismos de pago por capacidad para garantizar la recuperación de su inversión.

Además, se ha realizado un análisis para calcular los beneficios que supone el escenario de referencia (DR20 - BAT1) con respecto al escenario sin baterías y sin respuesta de la demanda (DR00 - BAT0) en la medida en que disminuye el precio del mercado mayorista y por tanto los pagos de la demanda en el mercado. En este sentido, se observa una notable reducción del precio medio del mercado mayorista, cercana al 55 %, pasando el precio medio de 39,42€/MWh (DR00 - BAT0) a 17,41€/MWh (DR20 - BAT1). La demanda total del sistema en estos escenarios en 2030, incluyendo el consumo asociado a baterías y bombeo, es 312 TWh (sin considerar exportaciones). Con estos valores, se estima una reducción desde 12.300 a 5.400 M€/año, lo que implica **un ahorro aproximado de 6.900 M€ en pagos de la demanda en el mercado, gracias a la flexibilidad introducida en el escenario de referencia (DR20 - BAT1).**

Beneficios a nivel distribución:

El PNIEC 2023-2030 prevé un incremento del 16% en el consumo de energía eléctrica final, principalmente por la electrificación del sector industrial y del transporte. Asimismo, el autoconsumo fotovoltaico y la instalación de generación renovable distribuida se incrementará significativamente hasta 2030. Para conectar la nueva demanda y generación prevista por el PNIEC 2023-2030 será necesario realizar inversiones significativas en las redes de distribución.

El autoconsumo fotovoltaico reduce la demanda neta de electricidad en las horas centrales del día, pero sin almacenamiento ni respuesta de la demanda, no contribuye a reducir el pico de demanda de la tarde-noche. Por tanto, el pico de demanda agregada en 2030 en nuestro estudio se incrementa en un 18,5% si no hay baterías distribuidas ni respuesta de la demanda (escenario DR00 - BAT0). En este escenario (DR00 - BAT0), la anualidad estimada de las inversiones requeridas para conectar la nueva demanda y generación a las redes de media y baja tensión de la España peninsular en el periodo 2024-2030 ascendería a 487,5 M€/año. Si se distribuye uniformemente esta inversión durante todo el periodo (2024-2030), equivaldría a un coste de inversión anual medio de 1.059 M€/año.

Las baterías distribuidas permiten reducir el consumo durante las horas punta gracias a la energía almacenada. En los escenarios BAT1 y BAT2 se asume que el 22 % de las baterías totales serán baterías distribuidas para autoconsumo. El escenario BAT3, exclusivo para el análisis de las redes de distribución, considera un 44 % de baterías distribuidas del total del escenario BAT2. Por otro lado, la respuesta de la demanda mueve consumo de horas punta a horas valle en respuesta a las diferencias de precios entre estas horas. Se han considerado dos niveles la gestión de la demanda: un 20 % de demanda residencial y comercial gestionable (DR20), y un 40 % (DR40).

La Tabla 5 resume la capacidad instalada de baterías distribuidas en cada escenario combinado de baterías distribuidas y respuesta de la demanda. La previsión en el escenario más probable, tomado como referencia, (DR20 y BAT1) es 1,4 GW de baterías distribuidas adicionales en 2030. Este valor está alineado con la previsión del PNIEC 2023-2030 de alcanzar 1,6 GW de almacenamiento detrás del contador en el 2030.

Tabla 5 Capacidad instalada de baterías distribuidas en cada escenario (GW)

GW	BAT0	BAT1 22%	BAT2 22%	BAT3 44%
DR00	0	2,7	3,4	6,8
DR20	0	1,4	2,2	4,4
DR40	0	0,3	0,3	0,6

La Tabla 6 compara las anualidades de inversión en red entre los diferentes escenarios. En la primera columna de la Tabla 6, se observa una reducción sustancial de los refuerzos de red debida a la respuesta de la demanda. Asimismo, el efecto de las baterías distribuidas se puede visualizar en la primera fila de la Tabla 6. La reducción alcanzada únicamente con baterías distribuidas es inferior a la obtenida con respuesta de la demanda, no porque las baterías sean una tecnología menos eficiente para reducir el pico de demanda, sino a que en los escenarios analizados hay un menor número de clientes y una potencia más baja de baterías distribuidas en comparación con la respuesta de la demanda. En el escenario con mayor capacidad instalada de baterías distribuidas (DR00 - BAT3), se estima que el 15 % de los clientes residenciales podrían estar equipados con baterías distribuidas, mientras que los niveles de gestión de la demanda considerados alcanzan el 20 % y el 40 %.

Tabla 6 Anualidades de inversión en red entre los diferentes escenarios (M€/año)

Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios

	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	487,50	450,98	435,85	300,18
DR20	124,06	112,06	111,96	93,31
DR40	67,94	64,37	64,37	64,57

En el escenario de referencia (DR20 - BAT1), la anualidad de los refuerzos de red requeridos en 2030 se reduce a 112,06M€/año. Esta reducción del 77% en los refuerzos de red, se debe a que se ha reducido un 77% el incremento de demanda a la hora pico (21h) respecto al observado en el escenario sin baterías ni respuesta de la demanda. Como resultado de la acción combinada de la respuesta de la demanda y las baterías distribuidas en el escenario DR20 - BAT1, se espera que la demanda aumente un 4,15% para el año 2030 en comparación con el año inicial. El resto de las entradas de la Tabla 6 indican el ahorro conseguido por la acción combinada de la respuesta de la demanda y de las baterías. En todos los escenarios analizados se observa un efecto positivo en la reducción de las inversiones en las redes de distribución.

Asimismo, se ha analizado el impacto en las inversiones requeridas en redes de la ubicación de las baterías distribuidas. Los ahorros en refuerzos de red son más significativos cuando estas se ubican en los consumidores cuyas horas de demanda máxima coinciden con el pico de demanda agregada de la red de distribución, predominantemente los clientes residenciales, y en las zonas urbanas. Los refuerzos de en zonas urbanas son más costosos ya que hay un mayor porcentaje de instalaciones soterradas que en zonas rurales.

En conclusión, tanto las baterías distribuidas como la respuesta de la demanda contribuyen significativamente a reducir la demanda pico y a disminuir los refuerzos necesarios en las redes de distribución para conectar la nueva demanda y generación esperada. En el escenario de referencia para el año 2030, se proyecta una reducción en la anualidad de inversión en refuerzos de redes de media y baja tensión de la España peninsular, con un valor estimado de 375 M€/año. Esta reducción representa una reducción promedio de 815 M€/año durante el período comprendido entre los años 2024 y 2030. Esto supone un 77% de ahorro en las redes de media y baja tensión respecto del escenario sin baterías ni respuesta de la demanda.

Índice de contenidos

1. Introducción	14
2. Metodología del estudio	15
2.1. Metodología para el cálculo de los beneficios de la planificación y operación del sistema eléctrico	16
2.2. Metodología para el cálculo de los beneficios en las redes de distribución	18
3. Descripción de los casos de estudio y escenarios analizados	20
3.1 Resumen de escenarios considerados para el análisis a nivel sistema	24
3.2 Resumen de escenarios considerados en distribución	24
4. Despliegue de tecnologías en 2030	26
5. Beneficios para la operación del sistema eléctrico	27
6. Beneficios en las redes de distribución	29
7. Conclusiones	36
Anexo A Modelado de redes de distribución representativas	37
Anexo B: Resultados de la operación del sistema con SPLORDER	43

1. Introducción

En el marco de la transición energética, el almacenamiento distribuido y la respuesta activa de la demanda se han convertido en elementos clave para garantizar un sistema eléctrico más eficiente, flexible y resiliente. En el marco de la transición energética, el almacenamiento distribuido y la respuesta activa de la demanda se han convertido en elementos clave para garantizar un sistema eléctrico más eficiente, flexible y resiliente. La integración creciente de energías renovables, junto con el desarrollo de nuevas tecnologías, plantea la necesidad de adaptar la planificación energética a estos nuevos recursos. En este contexto, el presente informe se enmarca dentro de una colaboración orientada a cuantificar el valor que aportan las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda en el sistema eléctrico español, tomando como referencia los objetivos y directrices del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)³.

El objetivo principal de esta colaboración es ofrecer una valoración integral del papel que pueden desempeñar estos recursos distribuidos en el cumplimiento de los objetivos de descarbonización, sostenibilidad y eficiencia energética planteados por el PNIEC. Para ello, se han definido tres subobjetivos complementarios que permiten abordar esta evaluación desde distintas perspectivas del sistema eléctrico.

En primer lugar, se analiza la contribución del almacenamiento y la respuesta de la demanda a los costes de inversión y operación del sistema eléctrico peninsular. Este análisis permite identificar los beneficios económicos asociados a su participación en dicho mercado, diferenciando además entre las distintas tecnologías de almacenamiento y su capacidad para aportar flexibilidad y gestionar la variabilidad de la generación renovable.

En segundo lugar, se evalúa el impacto que puede tener el uso de baterías distribuidas sobre la planificación y las inversiones en redes de distribución. Este enfoque considera cómo la implantación de almacenamiento a pequeña escala puede reducir la necesidad de reforzar infraestructuras, aliviando congestiones locales y mejorando la gestión de la demanda a nivel de red.

Por último, se realiza una extrapolación de estos beneficios al conjunto del territorio nacional, con el objetivo de estimar el valor agregado que podrían generar las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda si se implantaran de manera generalizada en España. Este ejercicio de escalado resulta fundamental para identificar su potencial contribución al sistema energético en 2030, de acuerdo con las metas establecidas por el PNIEC.

3 MITECO "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030" Sep 2024.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

2. Metodología del estudio

En el presente estudio, se analizan la integración de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías desde la perspectiva de la red de distribución y desde la perspectiva de la operación del sistema eléctrico peninsular. Para ello, se sigue una metodología estructurada basada en la utilización de modelos de planificación y operación del sistema eléctrico, en particular SPLORDER⁴, openTEPES⁵ y RNM⁶.

Principales datos de entrada:

- **Objetivos 2030 PNIEC y TYNDP 2024**
- **Previsiones coste baterías**
- **% de respuesta demanda (DR)** de clientes residenciales

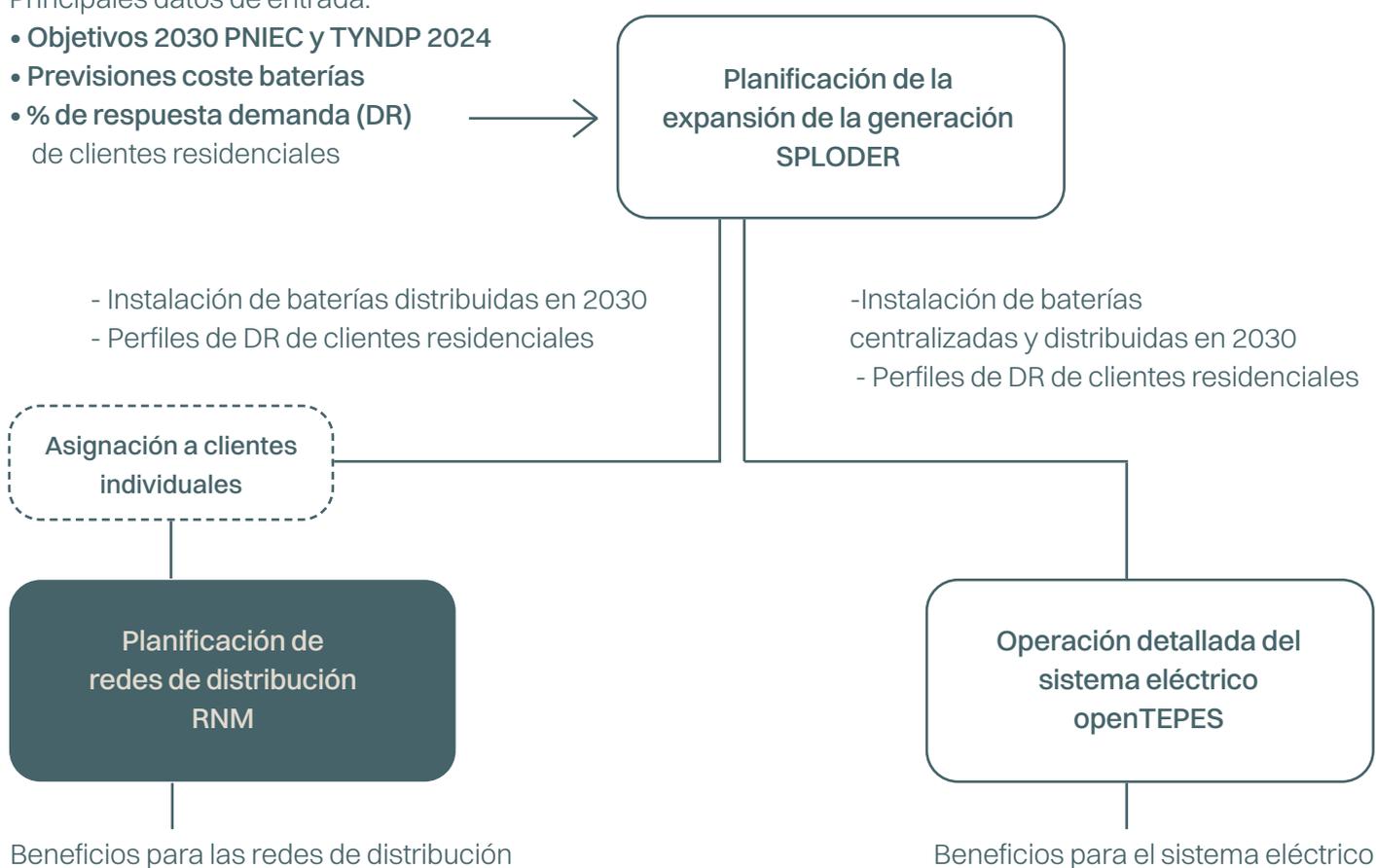


Ilustración 1: Diagrama de flujo de la metodología empleada en el estudio para estimar los beneficios para el sistema eléctrico y las redes de distribución de las baterías y la respuesta de la demanda.

4 SPLORDER: Smart Planning and Operation of Distributed Energy Resources (DER). URL: https://www.iit.comillas.edu/ofertas_tecnologicas/3

5 openTEPES: Open Generation, Storage, and Transmission Operation and Expansion Planning Model with RES and ESS. URL: <https://opentepes.readthedocs.io/en/latest/index.html>

6 RNM: Reference Network Model. URL: https://www.iit.comillas.edu/ofertas_tecnologicas/1

2.1. Metodología para el cálculo de los beneficios de la planificación y operación del sistema eléctrico

El modelo SPODER es la primera herramienta utilizada en la cadena de análisis. Se trata de un modelo de planificación de la expansión de la generación que incorpora restricciones económicas y técnicas para estudiar la adopción eficiente y el funcionamiento en tiempo real de los recursos eléctricos, tanto centralizados como distribuidos. Su desarrollo responde a la necesidad de análisis regulatorios y de apoyo en la toma de decisiones estratégicas para empresas del sector eléctrico. SPODER optimiza las inversiones en generación mediante un enfoque integral que considera diversas tecnologías, tales como energía nuclear, turbinas de gas de ciclo combinado, energía hidroeléctrica, turbinas eólicas, energía solar concentrada, almacenamiento distribuido, cogeneración y energía solar distribuida, entre otras.

Una vez obtenida la configuración óptima de instalación de baterías con SPODER bajo distintos niveles de penetración de gestión de la demanda (DR), se emplea el modelo openTEPES, que representa la última etapa del análisis desde el punto de vista del sistema eléctrico peninsular y el modelo RNM, encargado del análisis en las redes de distribución.

El modelo openTEPES proporciona una evaluación detallada de la operación del sistema eléctrico a lo largo de un año completo con granularidad horaria (8760 horas), lo que lo hace especialmente adecuado para el estudio de problemas operativos. La utilización de openTEPES persigue tres objetivos principales:

- Validación de la operación del mix tecnológico propuesto por SPODER, garantizando que es suficiente para satisfacer la demanda eléctrica horaria sin incurrir en episodios de energía no suministrada. En el sistema de generación se modela individualmente cada grupo térmico, nuclear y de bombeo puro y se bombea agregadamente la generación renovable no despachable y la hidráulica regulable. Se imponen las restricciones necesarias para que la operación resultante del sistema sea realista.
- Ajuste y corrección de la operación del sistema, refinando los resultados obtenidos por SPODER y corrigiendo posibles simplificaciones que pudieran generar distorsiones en la modelización inicial.

El enfoque combinado de SPODER y openTEPES permite una evaluación integral del impacto de la penetración de baterías en el sistema eléctrico peninsular, optimizando tanto la planificación como la operación del sistema. Con ello, se proporciona una base sólida para la toma de decisiones estratégicas en el sector eléctrico, garantizando eficiencia, estabilidad y confiabilidad en la red. Para lidiar con la DR, el openTepes coge un valor de MW gestionables del SPODER para ser recolocados.

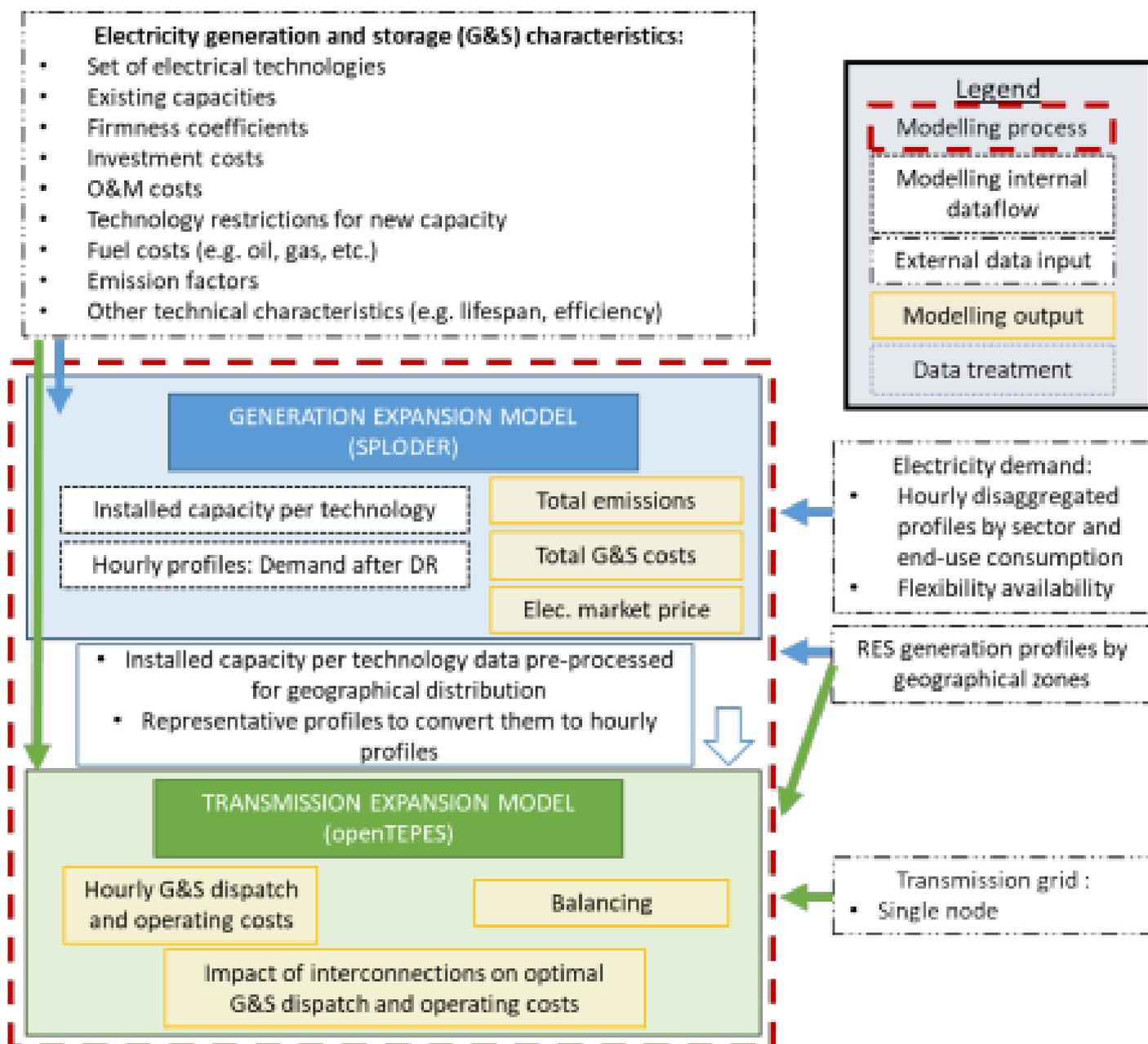


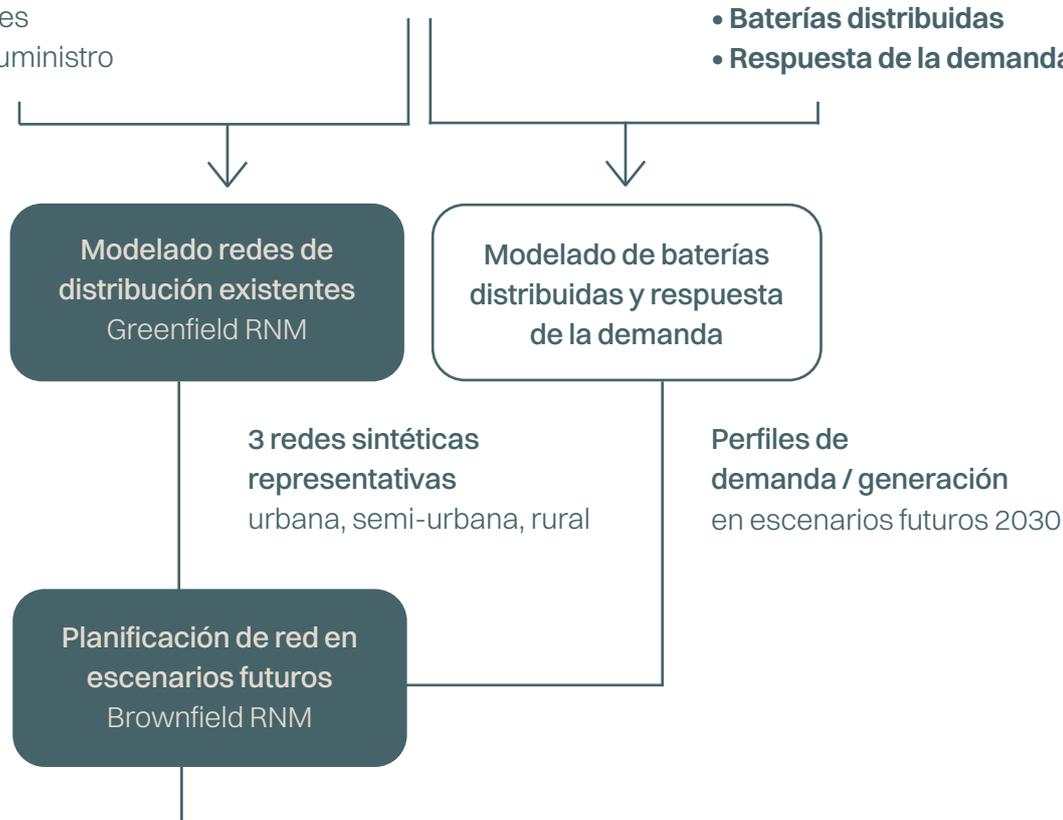
Figure 1 Diagrama de flujo para análisis a nivel sistema

2.2. Metodología para el cálculo de los beneficios en las redes de distribución

Para evaluar los beneficios en la red de distribución debidos al almacenamiento distribuido y la respuesta de la demanda se ha empleado el modelo RNM, desarrollado por el IIT. La Ilustración 3 muestra el diagrama de flujo de la metodología para este análisis.

Datos de entrada:

- Callejero (datos SIG)
- Catálogo de equipos de red
- Subestaciones
- Calidad de suministro
- Clientes de BT y MT
- Generación distribuida
- Objetivos para 2030 en PNIEC (y TYNDP)
- **Baterías distribuidas**
- **Respuesta de la demanda**



Resultados:

- Coste de refuerzos en redes de distribución (en BT y MT) en escenarios futuros
- Ahorros en refuerzos de red debidos a baterías distribuidas y respuesta de la demanda

Ilustración 2: Diagrama de flujo de la metodología empleada para el análisis de los beneficios en redes de distribución.

En primer lugar, se han obtenido tres redes sintéticas (urbana, semiurbana y rural) representativas de las redes de distribución eléctrica en el año inicial mediante la versión *greenfield* del RNM. El RNM *Greenfield* diseña la infraestructura de red para abastecer a los consumidores y la generación distribuida cumpliendo con limitaciones de red, geográficas y de calidad de suministro. Como datos de entrada se han empleado estadísticas nacionales de consumidores (por sector de actividad y tipo de tarifa), autoconsumo y generación distribuida conectada en media tensión. Para trasladar las cifras nacionales a cada una de las redes representativas se han estimado unos factores de escalado en función del número de clientes. Los factores de escalado utilizados se muestran en la Tabla 7 y se corresponden el porcentaje del total nacional que se ha asignado a cada municipio representativo. Los detalles del modelado de las redes iniciales se explican en el Anexo A.

Tabla 7: Factores de escalado para las redes rural, semiurbana y urbana.

Tipo de municipio	Número de clientes residenciales		Factor de escalado
	España peninsular	Municipio representativo	
Rural	2.679.419	1.769	0,06602%
Semirural	7.458.968	5.909	0,07922%
Urbano	13.653.820	90.317	0,66148%

Una vez obtenidas las redes representativas en el año inicial, el consumo y la generación de estas redes se han actualizado para el año 2030 en base a los objetivos del PNIEC y el TYNDP. Para los consumidores, se han estimado los incrementos de demanda derivados de una mayor electrificación de sus usos energéticos, así como de la adopción de sistemas de autoconsumo fotovoltaico. Asimismo, se han evaluado proyecciones de expansión en instalaciones de generación distribuida, específicamente en el ámbito de la energía solar fotovoltaica y eólica, conectadas a la red eléctrica de media tensión.

Adicionalmente, se han proyectado diferentes escenarios de adopción respuesta de la demanda y baterías distribuidas. Estas tecnologías flexibles permiten reducir el pico de la demanda agregada en la red de distribución al responder activamente a señales de precio. A los clientes residenciales participantes en la respuesta a la demanda les ha sido asignado un perfil óptimo de consumo, según lo determinado por el modelo SPLODER. En los consumidores que instalan baterías distribuidas, se ha optimizado su perfil individual de consumo (y de generación, dado que la mayoría disponen también de paneles fotovoltaicos para autoconsumo) con el objetivo de minimizar el coste de los términos de energía y de potencia en su tarifa de electricidad. La estructura de las tarifas en España incentiva a incrementar el autoconsumo y mover el consumo de red de las horas punta (Periodo 1) a otras horas valle con menores precios de peajes⁷ y cargos⁸.

Finalmente, se emplea la versión brownfield del RNM para planificar los refuerzos de red para incorporar a la red nueva demanda y generación distribuida en diferentes escenarios futuros para el año 2030 ante diferentes niveles de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda. Con el RNM Brownfield se han calculado los refuerzos necesarios en las tres redes representativas y a estos resultados se han aplicado los factores de escalado para estimar las inversiones en red necesarias en cada escenario a nivel nacional. La comparativa entre los diferentes escenarios de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda permite estimar los beneficios en reducción de refuerzos de red gracias a estas tecnologías flexibles.

7 CNMC. Resolución de 4 de diciembre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2025. URL: [https://www.boe.es/eli/es/res/2024/12/04/\(2\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2024/12/04/(2))

8 MITECO. Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025. URL: <https://www.boe.es/eli/es/o/2024/12/26/ted1487>

3. Descripción de los casos de estudio y escenarios analizados

Para llevar a cabo el estudio se ha trabajado con unos escenarios 2030 del sistema eléctrico construidos mediante un modelo que expande el parque de generación y almacenamiento para cubrir las necesidades de consumo de energía y de firmeza del sistema. Se han considerado las instalaciones de renovables indicadas por el PNIEC y TYNDP para dicho año tal y como se indica en Tabla 8. Además, se muestran los coeficientes de firmeza asignados a las distintas tecnologías de generación a lo largo del estudio, basados en valores publicados en el pasado por REE, National Grid o el propio TYNDP. No se mencionan aquí los coeficientes asignados a las tecnologías de almacenamiento, bombeos y baterías, ya que se muestran a continuación

Tabla 8 Capacidades y coeficientes de firmeza según tecnología

	Capacidad (MW)	REF Capacidad	Coef. Firmeza (REE, NG, TYNDP)
Nuclear	5105,34	PNIEC 2024(MW)	0,95
CCGT	24499	PNIEC 2024(MW)	0,95
Cogeneración	4205	PNIEC 2024(MW)	0,55
Biomasa	1964	PNIEC 2024(MW)	0,55
Solar Térmica	4804	PNIEC 2024(MW)	0,12
Hidráulica	11414,19	TYNDP 2024 (MW)	0,44
H. Fluyente	3424	TYNDP 2024 (MW)	0,17
Bombeo	5590,81	TYNDP 2024 (MW)	0,9
Solar PV	72130	PNIEC 2024(MW)	0
Eólica	60537	PNIEC 2024(MW)	0,07
Electrolizadores	4GW (Mapa) 16404,742 GWh	TYNDP 2024 (MW) Mapa de proyectos H2	-

ENTSO-e "TYNDP 2024 Scenario Report" May 2024 <https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>

MITECO "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030" Sep 2024.

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pniecCompleto_tcm30-508410.pdf

REE <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>

Mapa de proyectos H2 <https://www.comillas.edu/catedras-de-investigacion/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno/mapa-de-proyectos-en-espana/> National Grid 2018. Batteries firm coefficients <https://www.emrdeliverybody.com/CapacityMarketsDocumentLibrary/CapacityMarketAuctionGuidelines16th2018.pdf> REE, el sistema eléctrico español 2020. (accessed June 28, 2025).

La Tabla 9 muestra el rendimiento, los costes de combustible, los costes asociados a las emisiones de CO₂ y los impuestos que se han considerado en el estudio, obtenidos del PNIEC⁹.

Tabla 9 Rendimiento, costes variables principales y emisiones

	Rend térm/eléc	Fuel €/GJ	Fuel +O&M (€/MWhe)	CO ₂ (tonCO ₂ /MWhe)	Impuestos (€/MWhe)
Nuclear	33%	0,47	7,4	-	15,02
OCGT	42%	7,5	75,42	0,49	4,68
CCGT	57%	-	49,72	0,36	4,68
Cogeneración	-	-	-	0,262	-

1MWh=3,6GJ 1USD=0,9€

TYNDP - 113 €/ton CO₂

En las tecnologías de almacenamiento se han considerado las características de la Tabla 10 donde la principal diferencia son las sensibilidades en costes de instalación de baterías.

Tabla 10 Datos de tecnologías de almacenamiento adicionales en 2030

Tecnología	MW	Coste Inversión [€/kWh] (20 años)	Coste Fijo O&M [€/MW-año]	Coficiente Firmeza	η (roundtrip)	Horas carga / descarga
Baterías	Output	ESCENARIOS BATX	11706	0,4	0,9	3
Bombeo 1	800	-	-	0,9	0,75	20
Bombeo 2	500	-	-	0,9	0,75	40
Bombeo 3	700	-	-	0,9	0,75	60

Para la consecución del proyecto se han considerado los perfiles de generación y de demanda horarios elaborados y proporcionados en estudios previos¹⁰ para los distintos sectores de actividad: residencial, comercial e industrial; desglosando también la demanda residencial en las tres zonas climáticas con las que trabaja el modelo SPODER: Norte, Continental y Mediterráneo; y desglosando la demanda por tipos de consumo de cara a modelar la gestión de la demanda: Climatización, agua caliente sanitaria (ACS) y resto.

9 MITECO "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030" Sep 2024.

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pniecCompleto_tcm30-508410.pdf

10 Rivier, M., Martín, F., Freire-Barceló, T., Solar and wind production profiles and 2030 disaggregated electricity demand profiles to feed the SPODER generation expansion planning model. Proyecto: FLEXENER. Financiado por Siemens Gamesa Renewable Energy Innovation & Technology S.L. Dic/2022.

En este sentido, se ha aprovechado para este estudio la potencialidad del modelo de expansión SPODER que tiene caracterizada la demanda eléctrica por sectores y que tiene explícitamente modelada aquella demanda que se considera gestionable, respetándose sus límites de gestión. La gestión de la demanda permite en efecto trasladar el consumo de demanda de ciertos periodos a otros haciendo un papel básicamente similar al de las tecnologías de almacenamiento.

Dependiendo del volumen de demanda realmente gestionable y del grado de penetración de estas prácticas, pueden modificarse radicalmente las necesidades de firmeza requerida por el sistema, dado que la demanda se retraerá por sí sola en los momentos críticos del sistema (precio alto de la energía) para trasladarse a otros momentos menos críticos. Así mismo, la gestión de la demanda tiende a aplanar la demanda neta del sistema (demanda menos producción no controlable) reduciendo las oportunidades de arbitraje entre momentos de precio alto y de precio bajo de las que sacan rendimiento económico las tecnologías de almacenamiento, entre ellas las baterías.

Obviamente ni toda la demanda del sistema es gestionable, ni toda la potencialmente gestionable lo será en 2030, ni dicha gestión es totalmente libre, sino que obedece a la realidad del uso que se hace de ese consumo de electricidad. A modo de ejemplo, el consumo eléctrico utilizado para usos térmicos (calefacción, agua caliente sanitaria, refrigeración), ya sea en el sector doméstico o industrial puede ser gestionable pero sólo hasta cierto punto. En efecto, puede gestionarse el consumo eléctrico para calentar una casa, pongamos, por ejemplo, pero siempre que se mantenga la temperatura de la casa dentro de un cierto margen de confort. No tiene sentido considerar una gestión totalmente libre del consumo dedicado a ese propósito. Para tener un valor del volumen gestionable se muestra a continuación la energía para cada uno de los usos en los sectores residencial y comercial.

Tabla 11 Desglose de energía en demanda Residencial y Comercial

Energía total (TWh)	Residencial	Comercial
RESTO (No gestionable)	32,070	36,063
CLIMA	39,544	23,260
DHW	16,702	3,968
Total	88,317	63,293

La Tabla 12 muestra los valores y la clasificación considerados en el modelo para representar la demanda asociada al vehículo eléctrico. La clasificación de SPODER distingue entre los vehículos eléctricos que tienen un perfil de carga fijo y los que son SMART (Carga gestionable) durante el día, durante la noche o las 24h del día. Es importante resaltar que el V2G queda fuera de este estudio ya que en pasados proyectos¹¹ se ha visto que para estos porcentajes su aportación es despreciable (inferior al 1%) para 2030 y se pasa a Smart24h.

¹¹ FLEXENER: Nuevo sistema energético 100% renovable, flexible y robusto para la integración de nuevas tecnologías en generación, redes y demanda.

Tabla 12 Número y porcentaje de vehículos eléctricos por tipo

Clasificación EV	Porcentaje en caso de haber un 20% gestionable	Porcentaje caso de haber un 40% gestionable
Perfil fijo uniforme	80%	60%
Smart noche	13%	25%
Smart día	3%	7%
Smart 24h	4%	8%
Totales	5500000 unidades 13,73TWh	

Los niveles más probables de nivel de la gestión de la demanda son inciertos. La Hoja de ruta de la Flexibilidad en España¹² establece que en 2030 la DR será capaz de reducir un 10% el pico del sistema y en otras referencias de asociaciones europeas como SmartEn¹³ prevén que la DR puede llegar hasta el 20%. Teniendo en cuenta los perfiles de entrada del modelo y que solo la DR residencial y comercial ligados a climatización y consumo de agua, y el vehículo eléctrico están modelados, se han considerado dos niveles de DR para el análisis del estudio: 20% y 40%. Esto ha resultado en una reducción del pico de un 8% (DR20) y 16% (DR40) respectivamente, alineado por tanto con las referencias externas para el año 2030.

Tabla 13 Escenarios gestión de la demanda según el porcentaje de gestión

DR (Residencial/Comercial)	Pico (GW)	Reducción (GW)	Reducción (%)
DR00	53,8	-	-
DR20	49,5	4,3	8%
DR40	44,7	9,1	16,9%

En el escenario de referencia considera que el grado de penetración de la gestión de la demanda es de un 20%, es decir, que de toda la demanda considerada gestionable (Tabla 11 y Tabla 12) en el sistema (climatización, agua caliente sanitaria y vehículo eléctrico), un 20% de los perfiles tiene capacidad de ejercer dicha gestión y sigue los precios del mercado mayorista (no sigue el perfil fijo de dichas demandas). Dicho cambio de la demanda no se realiza de forma libre, sino respetando las restricciones propias de cada consumo (niveles de confort, horarios de conexión del vehículo...) y además realiza una eficiencia frente al perfil fijo basado en históricos para el caso de la climatización.

12 Hoja de Ruta para la flexibilidad de la demanda en España (2022). Asociación ENTRA (Entra Agregación y Flexibilidad). <https://entra-coalicion.com/wp-content/uploads/2022/11/Hoja-de-Ruta-de-la-Flexibilidad-de-la-Demanda-en-Espa%C3%B1a-4.pdf>

13 Demand-side flexibility in the EU: Quantification of benefits in 2030 (2022). Smarten & DNV. https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/10/SmartEN-DSF-benefits-2030-Report_DIGITAL-1.pdf

3.1 Resumen de escenarios considerados para el análisis a nivel sistema

A modo de resumen, se reflejan en la Tabla 14 aquellos factores que caracterizan y diferencian cada uno de los tres escenarios considerados en el estudio. Se tomará el caso sin gestión de demanda ni baterías (marcado en gris claro) como base para el cálculo de los beneficios del caso de referencia (marcado en amarillo suave).

Tabla 14 Datos distintivos de los escenarios a nivel sistema

	BAT0	BAT1	BAT2
	Sin baterías	Coste 1	Coste 2
DR00			
DR20		Caso Ref.	
DR40			

3.2 Resumen de escenarios considerados en distribución

Además de las hipótesis presentadas en la Tabla 8, para la construcción del escenario 2030 de las redes de distribución se han considerado los objetivos de adopción de recursos energéticos distribuidos en el PNIEC. El PNIEC contempla que, de la capacidad total de energía solar fotovoltaica, estimada en 19 GW, 18 GW estarán concentrados en la España peninsular.

El PNIEC marca como objetivo alcanzar los 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030. Tomando en consideración este dato y el reparto que se anticipa el TYNDP por categorías de vehículos eléctricos, se ha supuesto que en la España peninsular se contará con 4,9 millones de vehículos eléctricos ligeros para el año 2030. En el presente estudio se aborda la modelización de la demanda de electricidad destinada a la recarga residencial de vehículos eléctricos ligeros.

De acuerdo con lo proyectado en el PNIEC, se estima un incremento de la demanda neta final de electricidad de un 16,4% respecto a 2019. El incremento de demanda bruta de electricidad de los clientes finales será aún mayor debido a la expansión del autoconsumo. Como se evidencia en la Tabla 15, estos incrementos de demanda presentarán diferencias por sectores, con crecimientos superiores en clientes industriales. Dichos incrementos se atribuyen principalmente a la electrificación de la demanda de calor y frío en los sectores industrial y residencial, mayormente mediante el uso de bombas de calor.

Tabla 15: Incrementos de demanda por sector de actividad en 2030 respecto al año inicial.

	Incremento demanda neta	Incremento demanda bruta
Residencial	3,9%	9,0%
Industrial	27,2%	35,4%
Servicios	-0,8%	2,7%

La Tabla 15 no incluye el crecimiento de demanda por recarga de vehículo eléctrico, pues se ha considerado aparte. El PNIEC marca como objetivo alcanzar los 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030. Tomando en consideración este dato y el reparto que se anticipa el TYNDP por categorías de vehículos eléctricos, se ha supuesto que en la España peninsular se contará con 4,9 millones de vehículos eléctricos ligeros para el año 2030. En el presente estudio se aborda la modelización de la demanda de electricidad destinada a la recarga residencial de vehículos eléctricos ligeros.

Los 4,9 millones de vehículos eléctricos ligeros se han repartido entre las redes representativas empleando los factores de escalado de la Tabla 7. Para cada vivienda se ha estimado un perfil de consumo por recarga de vehículos eléctricos en el año 2030. Para ello, se ha empleado una herramienta, desarrollada por el IIT en el proyecto europeo ECEMF¹⁴, que estima el perfil horario de demanda de vehículos eléctricos a nivel residencial en base a fuentes de datos públicos de movilidad (número de vehículos por vivienda, horas de llegada, distancia diaria recorrida, etc.).

En cuanto al almacenamiento, el PNIEC señala que el almacenamiento detrás del contador ha cobrado un notable protagonismo en los últimos años, estimándose que podría alcanzar los 1,6 GW en operación para 2030. En este contexto, los escenarios BAT1 y BAT2 plantean que un 22% del total de baterías previstas en la Tabla 16 para 2030 se destinarán al autoconsumo distribuido. Por su parte, el escenario BAT3 adopta una visión más optimista respecto al despliegue de este tipo de almacenamiento alcanzándose un 44% de la capacidad total instalada.

Tabla 16 Datos distintivos de los escenarios distribución

	BATO	BAT1	BAT2	BAT3
	Sin baterías	Coste 1	Coste 2	Coste 2
	-	22%	22%	44%
DR00				
DR20		Caso Ref.		
DR40				

¹⁴ Mascherbauer, P., Martínez, M., Mateo, C., Yu, S., & Kranzl, L. (2025b). Analyzing the impact of heating electrification and prosumaging on the future distribution grid costs. *Applied Energy*, 387, 125563. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125563>

4. Despliegue de tecnologías en 2030

Uno de los principales motivos para la instalación de baterías es garantizar la seguridad de suministro. Los resultados reflejan cómo las baterías pueden aportar dicha seguridad al sistema frente a otras opciones de nueva instalación, en este caso turbinas de gas en ciclo abierto. Por otro lado, se ve cómo la gestión de la demanda y las baterías se hacen competencia y que ambas son opciones para el sistema a la hora de aportar mecanismos de movilización de consumos a otras horas¹⁵.

Tabla 17 Instalación de Baterías Centralizadas

GW	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	-	12,18	15,31
DR20	-	6,36	9,95
DR40	-	1,17	1,17

Tabla 18 Instalación de turbinas de gas en ciclo abierto

GW	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	10,99	5,86	4,54
DR20	6,08	3,40	1,89
DR40	494	-	-

Es interesante también conocer los precios de dichos escenarios y por tener unos valores de referencia del impacto, se recogen para la matriz central los precios medios y sus desviaciones en la Tabla 19.

Tabla 19 Precios medios y su desviación obtenidos en el modelo de expansión

	Precio Medio (€/MWh)	Desviación Típica (€/MWh)
BAT0-DR00	39.42	47.1
BAT1-DR20	17.41	35.7

Para el escenario de referencia se obtiene una reducción en los precios medios del 55%. Pese haber usado diferentes hipótesis, los valores están en rango con los resultados mostrados en el PNIEC¹⁶. Por otro lado, la demanda del sistema incluyendo la demanda y el consumo de baterías y bombeos se encuentra en 312 TWh (sin exportaciones). Con estos datos, podemos establecer un pago de la demanda entre 5431.9-12299M€. **Es decir, la flexibilidad introducida produce un ahorro de 6800M€ para la demanda.**

¹⁵ Se asume que la fiabilidad de respuesta de la gestión de la demanda y las baterías es del 100%

¹⁶ En el PNIEC, los precios medios marginales se encuentran entre 28 y 34 €/MWh con 10,5€/GJ de gas frente al valor usado en este informe y de referencia de 7,5€/GJ (71,4% sería respecto al PNIEC), y considera, incluyendo exportación y bombeos, 344TWh (317Twh, sin incluir exportación) de demanda, saliendo un pago para la demanda entre 9632 -11696M€. €

En la Tabla 17 y Tabla 18 se muestran las inversiones de nueva potencia en GW para satisfacer la firmeza del sistema bajo los diferentes escenarios de gestión de la demanda y de costes de instalación de las baterías centralizadas. El detalle de operación obtenido se encuentra en el Anexo B ya que el análisis detallado de operación se hará con el modelo openTEPES que permite ver un mayor detalle horario, cuenta con la participación en servicios de balance y la consideración de interconexiones.

Se ha comentado anteriormente que el PNIEC estima alcanzar 1,6 GW de almacenamiento detrás del contador para el año 2030. En los escenarios BAT1 y BAT2 se asume que un 22% de las baterías totales de la Tabla 20 en 2030 serán distribuidas para autoconsumo. Esto resulta en 1,4 GW de baterías distribuidas en el escenario más probable (DR20 y BAT1). El escenario BAT3 muestra una perspectiva más favorable en lo que respecta a la adopción de las baterías distribuidas, alcanzando un 44 % de la capacidad total instalada de baterías en el escenario BAT2 de la Tabla 20.

Tabla 20 Instalación de Baterías Distribuidas para Autoconsumo

GW	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3
		22%	22%	44%
DR00	0	2,7	3,4	6,8
DR20	0	1,4	2,2	4,4
DR40	0	0,3	0,3	0,6

Para cada escenario de baterías consideramos dos opciones:

- Reparto de baterías entre clientes de los sectores residencial, industrial y servicios (mismos coeficientes de reparto por sector que los utilizados que para autoconsumo de solar fotovoltaica: 30% residencial, 49% industrial y 21% servicios).
- Todas las baterías distribuidas se instalan en clientes del sector residencial.

5. Beneficios para la operación del sistema eléctrico

Se parte de las decisiones de inversión en baterías centralizadas y turbinas de gas en ciclo abierto obtenidas en la sección de despliegue de tecnologías. El coste asociado a dichas inversiones puede ser visto en la Tabla 21. La inclusión de baterías reduce la inversión necesaria para el sistema de ciclos combinados necesarios por firmeza y marcará la operación del sistema más adelante.

Tabla 21 Costes de Inversiones OCGT

		Coste de inversión anualizado	Coste de Inversión por potencia
		M€	€/kW-año
BAT0		OCGT	OCGT
	DR00	514	
	DR20	285	46,81
	DR40	23	
BAT1	DR00	274	
	DR20	159	46,81
	DR40	-	
BAT2	DR00	213	
	DR20	88	46,81
	DR40	-	

Los resultados de la operación del sistema eléctrico peninsular, para baterías y ciclos combinados (CCGT) y turbinas de gas en ciclo abierto (OCGT), se detallan en la Tabla 22. Aunque es difícil comparar por los cambios que se producen en el parque de generación en cada escenario, se ve cómo el despliegue de las opciones de flexibilidad (baterías y DR) penalizan en funcionamiento de los ciclos. Además, se puede ver también cómo el incremento de la potencia instalada de las baterías y DR20 disminuye las emisiones un 25,7%, los vertidos de renovables un 6,9%.

Tabla 22 Detalles de la Operación del Sistema

		Baterías		CCGT	OCGT	Sistema	
		Generación GWh	Consumo GWh	Generación GWh	Generación GWh	Emisiones tCO2	Vertido GWh
BAT0	DR00	-	-	20.485	3.059	15,97	92.361
BAT1	DR20	4.494	4.993	11.877	69	11,86	85.985

Los costes variables de operación y de emisiones aparecen descritos en la Tabla 23. Para el caso de referencia: los costes variables disminuyen un 27,9% y las emisiones un 25,7%. En el caso DR40, los costes de operación se incrementan en ocasiones por el aumento de los arranques y paradas de los ciclos combinados ya existentes que se usan en mayor medida para reducir las necesidades de inversión en tecnologías que aporten firmeza.

Tabla 23 Costes de Sistema

M€	BAT0			BAT1			BAT2		
	Variable	Emisión	Total	Variable	Emisión	Total	Variable	Emisión	Total
DR00	2.240	1.811	4.051	1.610	1.345	2.955	1.595	1.334	2.928
DR20	1.778	1.467	3.244	1.613	1.345	2.959	1.602	1.338	2.940
DR40	1.618	1.344	2.962	1.617	1.342	2.959	1.617	1.342	2.959

En el balance económico de la batería (Tabla 24) donde se presentan los costes de inversión, los ingresos por mercado y el pago por capacidad¹⁷. Los ingresos capturados por las baterías disminuyen en presencia de mayor DR y debido a la aportación de firmeza que realizan se ve cómo los pagos por capacidad son claves para que las baterías recuperen los costes de inversión.

Tabla 24 Balance económico de las baterías

		Ingresos mercado diario	Ingresos mercado reserva	Pago por capacidad
BAT1	DR00	109	0,7	327
	DR20	68	0,8	171
	DR40	17	1,6	27
BAT2	DR00	120	0,6	411
	DR20	93	0,5	267
	DR40	17	1,6	16

A la hora de abordar conclusiones sobre los resultados obtenidos hay que considerar varios aspectos clave:

- La potencia instalada (Tabla 25) de turbinas de gas en ciclo abierto es distinta en cada escenario por lo que hay que considerar varios impactos al comparar filas y columnas.

Tabla 25 Recordatorio de parque instalado en cada caso

GW	BAT0		BAT1		BAT2	
	OCGT	BAT	OCGT	BAT	OCGT	BAT
DR00	10,99	-	5,86	12,18	4,54	15,31
DR20	6,08	-	3,40	6,36	1,89	9,95
DR40	0,49	-	-	1,17	-	1,17

Es importante destacar que la inversión en baterías y en gestión de la demanda no se considera para la evaluación de beneficios para la operación del sistema eléctrico y por ello no se incluye en este informe. En la Tabla 26 se puede ver cómo hay escenarios donde el ahorro de operación disminuye (aumenta el coste de operación, precio medio), es debido a que el ahorro de inversión aumenta. El neto, o suma de ambos ahorros, siempre disminuye cómo se ve en la Tabla 27.

Tabla 26 Costes y ahorros en M€/año

Coste M€/año	BAT0		BAT1		BAT2	
	Inversión OCGT	VARIABLES	Inversión OCGT	VARIABLES	Inversión OCGT	VARIABLES
DR00	514	4.051	274	2.955	213	2.928
DR20	285	3.244	159	2.959	88	2.940
DR40	23	2.962	-	2.959	-	2.959

17 El pago por capacidad se ha calculado como la potencia instalada de la batería multiplicada por la variable dual asociada al margen de reserva y teniendo en cuenta su coeficiente de firmeza en el modelo de planificación de la expansión.

Ahorros M€/año	BAT0		BAT1		BAT2	
	Inversión OCGT	Variables	Inversión OCGT	Variables	Inversión OCGT	Variables
DR00	-	-	240	1.096	301	1.123
DR20	229	807	355	1.092	426	1.111
DR40	491	1.089	514	1.092	514	1.092

Tabla 27 Costes totales y ahorros porcentuales

Costes de inversión OCGT + Costes variables del sistema			
M€/año	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	4.565	3.229	3.141
DR20	3259	3.118	3.028
DR40	2.985	2.959	2.959

Ahorros porcentuales del sistema			
%	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	-	29,3%	31,2%
DR20	22,7%	31,7%	33,7%
DR40	34,6%	35,2%	35,2%

De cara a cuantificar los beneficios o posibles ahorros a nivel sistema, éstos se calculan por diferencia respecto a las inversiones en ciclos y los costes variables del escenario sin baterías y sin gestión de la demanda (señalado en gris claro), y se expresan en porcentaje respecto al mismo. A continuación, se exponen diferentes análisis, que pueden derivarse de estos resultados.

Análisis sin baterías

Analizando los escenarios sin baterías (BAT0), podemos observar como la flexibilidad que proviene de la gestión de la demanda produce ahorros beneficiosos de cara al sistema eléctrico; con un 20% de la demanda residencial y comercial gestionable se consigue un ahorro del 22,7% y que alcanza un 34% cuando hay un 40% gestionable. Se ve como el primer bloque consigue mayor porcentaje (1,1% ahorro por % de DR disponible) que el siguiente (0,86% ahorro por % de DR disponible). Esto es normal pues las necesidades de flexibilidad son limitadas y cuanto más recurso flexible haya menos ahorros se ven de manera individual.

Los mayores ahorros se consiguen en la operación del sistema. En el caso DR20, vemos que los ahorros de inversión son un 22% de los ahorros totales y en el caso de DR40 esto se incrementa a 31% de los ahorros totales.

Análisis sin gestión de la demanda

De igual manera, analizando los casos sin gestión óptima de la demanda (DR00), a medida que hay más baterías en el sistema se consiguen unos ahorros mayores para el sistema, pero menores por GW de baterías. Con 12GW de baterías se consigue un ahorro de 29,3% y en el caso de 15GW, el ahorro es de 31,2%. Al igual que antes el ahorro por GW disminuye a medida que hay más recurso disponible. En el primer caso el ahorro es de 2,4% por cada GW adicional, y en el segundo 2,04% por cada GW adicional.

En estos casos, es también mayor el ahorro producido por los costes de operación, pero el porcentaje de ahorros debido a la inversión es menor que en el caso anterior. En el caso con 12GW, vemos que los ahorros de inversión son un 18% de los ahorros totales y en el caso de 15GW esto se incrementa a 21% de los ahorros totales.

Análisis con gestión de la demanda y baterías

En el primer caso con un 20% de demanda gestionable y 6GW de baterías, vemos que el aumento de recursos flexibles que aportan esas baterías consigue aumentar un 9% el ahorro y conseguir 31,7%, comparando con el caso sin baterías. Sin embargo, no se puede alojar ese 9% a las baterías de forma íntegra. Si miramos el caso contrario, comparando con el caso de 12GW, sin gestión, se consigue solo un ahorro extra de 2,4% por incluir DR20, pero hay que tener en cuenta que la penetración de baterías es distinta en ambos escenarios (ver Tabla 27). Es decir, los casos con ambos recursos flexibles no permiten una comparación inmediata con las columnas o filas cercanas debido al cambio del parque y la acción combinada de ambas.

Además, se observa un posible límite en las necesidades de recursos flexibles, escenarios (DR40 - BAT1 y DR20 - BAT2) con un tope de ahorro total para el sistema estimado en torno al 35,2%.

Conclusiones finales

El despliegue final de baterías y gestión de la demanda será dependiente de los costes de ambas tecnologías pues ambas tienen la capacidad de reducir las necesidades de firmeza de tecnologías como ciclos combinados y la capacidad de modificar la curva de consumo para mejorar los costes de operación del sistema.

La aportación de ambas tecnologías se resume en el aumento de los recursos flexibles del sistema que permiten alcanzar grandes ahorros. Tomando **el caso de referencia (amarillo suave) como el representativo para determinar y dar a una respuesta a cuales son los beneficios que la flexibilidad (baterías junto con la gestión de la demanda) aporta al sistema, se observa que hay un ahorro del 31,7% (1447M€/año)** cuantificados en ahorros en anualidades de CAPEX (355M€/año, 7.8%) de tecnologías de punta (turbinas de gas ciclo abierto) y en costes variables del sistema (1092 M€/año, 23.9%): combustible, arranque/parada, O&M, emisiones (componen los precios marginales del sistema). Por último, el estudio, refleja un tope máximo de ahorros entorno al 35,2%.

Finalmente, la flexibilidad afecta a las decisiones de inversión y operación balanceando el ahorro que proviene de cada una de ellas en cada escenario. Desde el punto de vista del sistema, siempre se consigue una disminución de costes totales, aunque los costes de operación aumenten en escenarios concretos debido al mayor ahorro logrado en inversión. De manera particular, esto afecta a la necesidad de pagos de capacidad para tecnologías como baterías donde de otro modo no se recuperan los costes de inversión.

6. Beneficios en las redes de distribución

De acuerdo con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, se espera un notable incremento en la demanda de energía, principalmente en el sector industrial y en el transporte para el año 2030. Este crecimiento se atribuye a la transición hacia una mayor electrificación y a la adopción generalizada de nuevas tecnologías, como bombas de calor y vehículos eléctricos. En este contexto, se prevé un incremento de aproximadamente un 16% en el consumo de energía eléctrica final, lo que requerirá inversiones significativas para facilitar la conexión de estas nuevas demandas. Asimismo, según en el PNIEC, el autoconsumo fotovoltaico se incrementará hasta los 19GW en 2030. Por otra parte, en días soleados con poca demanda, una elevada generación distribuida puede necesitar de refuerzos en la red. Además, el PNIEC también prevé importantes incrementos de la generación solar y eólica. Una parte de esta nueva generación estará conectada a redes de media tensión.

El autoconsumo fotovoltaico reduce la demanda neta de electricidad en las horas centrales del día, pero sin almacenamiento ni respuesta de la demanda, no contribuye a reducir el pico de demanda. Por tanto, estimamos que el pico de demanda por la tarde/noche se incremente algo más que el consumo de energía eléctrica, hasta un 18,5% en 2030, si no se adoptaran baterías distribuidas y respuesta de la demanda.

Las baterías distribuidas permiten almacenar energía durante los periodos de baja demanda y liberarla durante los picos, lo que ayuda a equilibrar la carga en la red. Por otro lado, la respuesta de la demanda implica ajustar el consumo de energía en respuesta a precios variables, contribuyendo a una gestión más eficiente de la red. Sin estas tecnologías, las redes de distribución necesitarían de mayores inversiones en refuerzos de red para abastecer a la nueva demanda.

La anualidad de las inversiones necesarias para adaptar las redes de distribución de media y baja tensión en 2030 ascendería a 487,5 M€/año¹⁸, si no se implementaran tecnologías que aportan flexibilidad al sistema como las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda (escenario DR00 y BAT0). Si se considera que la inversión se realiza de forma constante a lo largo de todos los años entre 2024 y 2030, el coste de inversión anual medio en redes de media y baja tensión sería de 1.059 €/año en la España peninsular¹⁹. Los resultados obtenidos en este estudio para este escenario sin considerar las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda están alineados con las estimaciones recogidas en informes de referencia del sector. El informe «Connecting the dots»²⁰ estima una inversión media anual aproximada de 880 millones de euros entre los años 2020 y 2030, atribuida al incremento previsto tanto en la demanda como en la generación distribuida conectada a las redes de distribución. Por otra parte, el informe «Grids for Speed»²¹, más reciente, proyecta una inversión media anual de 2.053 millones de euros para el período 2025-2040 para atender a los incrementos de demanda y generación.

18 Las anualidades de inversión en instalaciones de distribución se han calculado asumiendo una tasa de descuento de 5.58%, según lo establecido en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Además, se ha considerado una vida útil de las instalaciones de distribución de 40 años, según lo establecido en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

19 Asumiendo que la España peninsular comprende el 95 % de las redes de distribución y que, en términos de tarifas, el coste de las redes de media y baja tensión actualmente supone un 79% del total, la inversión media anual en redes de distribución debida al crecimiento de la demanda y de la generación para el periodo comprendido entre los años 2024 y 2030 ascendería a 1.413 €/año. Este valor podría ser aún más elevado, especialmente en las redes de distribución de alta tensión, si se incorporan nuevos vectores de crecimiento de la demanda, como el hidrógeno, el biogás o los puntos de recarga rápida de vehículos eléctricos, que no han sido modelados en este estudio.

20 <https://www.eurelectric.org/publications/connecting-the-dots/>

21 <https://www.eurelectric.org/publications/grids-for-speed/>

En la Tabla 28, se ha realizado un análisis de sensibilidad comparando las inversiones necesarias considerando diferentes niveles de instalación de baterías distribuidas y de participación de clientes residenciales en la respuesta de demanda. La Tabla 29 muestra estos mismos resultados expresados como ahorros para el sistema, calculados como la diferencia respecto a la referencia del escenario sin respuesta de la demanda ni baterías (DR00-BAT0). En la Tabla 30 se presentan los ahorros expresados porcentualmente respecto a dicho valor de referencia.

Tabla 28: Anualidades de refuerzos, en M€/año, en redes de distribución en la España peninsular, considerando diversos escenarios de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda en 2030.

Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios							
M€/año	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	487,50	450,98	435,85	300,18	303,41	291,81	263,41
DR20	124,06	112,06	111,96	93,31	103,25	96,09	78,15
DR40	67,94	64,37	64,37	64,57	63,93	63,93	64,26

Tabla 29: Ahorros para el sistema, en M€/año, en anualidades de refuerzos en redes de distribución en la España peninsular, considerando diversos escenarios de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda en 2030.

M€/año	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios				Instalación de baterías en clientes residenciales		
	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	36,52	51,65	187,32	184,09	195,69	224,09
DR20	363,44	375,44	375,54	394,19	384,25	391,41	409,35
DR40	419,56	423,13	423,13	422,93	423,57	423,57	423,24

Tabla 30: Ahorro en refuerzos en redes de distribución en la España peninsular, considerando diversos escenarios de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda en 2030. Expresados en porcentaje respecto a escenario de referencia DR00 y BAT0.

M€/año	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios				Instalación de baterías en clientes residenciales		
	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	7,49%	10,59%	38,42%	37,76%	40,14%	45,97%
DR20	74,55%	77,01%	77,03%	80,86%	78,82%	80,29%	83,97%
DR40	86,06%	86,80%	86,80%	86,75%	86,89%	86,89%	86,82%

Como puede apreciarse en la primera columna de las Tablas (Tabla 28-Tabla 30), que representa los escenarios sin baterías, se observa una reducción de los refuerzos de red debidos al crecimiento de la demanda y de la generación distribuida alcanzada gracias a la respuesta de la demanda. El análisis realizado revela que el ahorro obtenido al incrementar la participación de los clientes residenciales que responden a la demanda de un 0 % a un 20 % es mayor en comparación con el aumento del 20 % al 40 %. Al incrementar la capacidad de respuesta de la demanda, el pico de consumo se va aplanando progresivamente, lo que implica que se requiere mover más demanda para continuar reduciendo el pico.

El efecto de las baterías distribuidas se puede visualizar en la primera fila de las Tablas (Tabla 28-Tabla 30), la cual representa los escenarios sin respuesta de la demanda. La reducción alcanzada únicamente con baterías distribuidas podría parecer a primera vista ser inferior a la obtenida con respuesta de la demanda, pero en realidad esto no se debe a que las baterías sean una tecnología menos eficiente para reducir el pico de la demanda agregada en las redes de distribución, sino a que en los escenarios analizados hay un menor número de clientes y una potencia más baja para las baterías distribuidas en comparación con la respuesta de la demanda.

En la Tabla 31, se muestra una comparativa del porcentaje de clientes residenciales que adoptarán baterías o respuesta de la demanda en cada escenario. Nótese que el porcentaje de clientes residenciales con baterías es inferior al 20% incluso si se considera que todas las baterías están instaladas en clientes residenciales en el escenario BAT3.

Tabla 31: Porcentaje de clientes residenciales que cuentan con una batería en 2030.

M€/año	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios				Instalación de baterías en clientes residenciales		
	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	1,16%	1,59%	3,07%	3,67%	5,10%	15,20%
DR20	-	0,54%	0,96%	2,06%	1,95%	3,18%	7,60%
DR40	-	0,11%	0,11%	0,25%	0,35%	0,35%	0,74%

En el escenario más probable de respuesta de la demanda y baterías distribuidas (DR20 y BAT1) la anualidad de refuerzos de red en la España peninsular se reduce a 112,06M€/año. Esta reducción del 77% se debe a que el incremento de demanda a la hora pico (21h) este escenario DR20 y BAT1 es del 4,15%, muy inferior al 18,5% estimado para el escenario DR00 y BAT0. En este escenario más probable (DR20 y BAT1) el ahorro en refuerzos de red para el sistema asciende a 375,44M€/año.

En todos los escenarios analizados, la combinación de ambas tecnologías flexibles reduce los refuerzos de red necesarios y se observa un efecto positivo en la red de distribución gracias a dicha combinación. Únicamente para el escenario DR40, al pasar del escenario BAT2 al BAT3 no aumentan más los ahorros en refuerzos de red al añadir más baterías distribuidas. En el escenario más optimista (DR40 y BAT3), la demanda en las horas punta en 2030 es similar (o incluso inferior en algunos casos) a la que hay en el año inicial, pero en este escenario (DR40 y BAT3) hay más horas con valores altos de demanda comparables a la de la hora pico.

Además, de estudiar el impacto de diferentes niveles de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda, se ha realizado una sensibilidad para analizar cuál sería la ubicación de las baterías distribuidas más beneficiosa para la red de distribución. Aunque la instalación de baterías detrás del contador en clientes de todos los sectores de actividad contribuye a reducir el pico de demanda, y en consecuencia los refuerzos de red necesarios, las baterías instaladas en clientes residenciales son más efectivas para reducir la demanda pico en la red de distribución. En el sector residencial el pico de demanda se alcanza a la misma hora que el pico de demanda agregada. El mayor ahorro en de refuerzos de red en la Tabla 30 se alcanza instalando las baterías distribuidas en clientes residenciales.

En el sector servicios, el pico de demanda se produce más pronto. En el sector industrial, los perfiles de consumo, especialmente de los clientes electro-intensivos, son mucho más planos que los anteriores y necesitan de baterías con mayor capacidad para reducir su potencia pico. En términos más generales, la ubicación óptima para la implementación de baterías distribuidas corresponde a aquellos clientes cuyo pico de consumo coincide con el pico de la demanda agregada en la red de distribución. En futuras investigaciones, sería recomendable analizar qué segmentos de los clientes industriales (cuyo perfil de consumo promedio, utilizado en el modelo, se ve significativamente influenciado por los consumidores electro-intensivos) y de servicios contribuyen de manera más significativa al pico de demanda. La adopción de baterías distribuidas en estos segmentos podría resultar en mayores ahorros en refuerzos de redes de distribución.

Asimismo, la instalación de baterías distribuidas en zonas urbanas con mayor grado de soterramiento resulta en un mayor ahorro. Ello se debe a que el coste de las líneas eléctricas subterráneas es considerablemente superior al de las líneas aéreas.

Finalmente, la Tabla 32 muestra el porcentaje del coste de las baterías distribuidas que se podría recuperar gracias a los ahorros en los refuerzos de las redes de distribución. Para este cálculo se han comparado las anualidades de las baterías distribuidas con los ahorros en refuerzos de red de la Tabla 29. Las anualidades permiten comparar inversiones con diferentes vidas útiles al convertir todos los costes en una cantidad anual constante durante toda su vida útil.

Tabla 32: Porcentaje del coste de las baterías distribuidas que se podría recuperar por ahorros en refuerzos en las redes de distribución

M€/año	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios				Instalación de baterías en clientes residenciales		
	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	13,29%	18,66%	33,83%	46,10%	48,65%	27,85%
DR20	-	8,42%	6,76%	8,58%	10,05%	10,75%	8,82%
DR40	-	11,72%	14,65%	6,90%	9,04%	11,30%	5,19%

Si bien la implementación de refuerzos de red puede no ser suficiente por sí misma para justificar la instalación de baterías distribuidas, estas últimas tienen el potencial de combinar estos beneficios con otros potenciales beneficios derivados de las diferencias de precios en el mercado mayorista. Por tanto, la transferencia efectiva de dichos beneficios a los consumidores, reconociendo los ahorros que ocasionan en la red distribución, resultaría en un incentivo importante para la adopción de esta tecnología, que contribuye a reducir los costes de red.

7. Conclusiones

Para el desarrollo del estudio se han definido una serie de escenarios proyectados para el año 2030. Estos escenarios incorporan las previsiones de generación y demanda establecidas en el PNIEC y el TYNDP. Están contruidos mediante un modelo que planifica la capacidad de generación de punta y el almacenamiento mediante baterías, y considera una penetración de gestión de la demanda dada. El modelo optimiza el mix de generación, con el objetivo de satisfacer tanto la demanda energética como los requisitos de firmeza del sistema. Los diferentes escenarios contruidos, modelan diferentes niveles de despliegue de baterías —considerando distintos costes de inversión de esta tecnología— y dos niveles crecientes de penetración de la gestión de la demanda.

El escenario de referencia, considerado central, se alinea estrechamente con las proyecciones del PNIEC y el TYNDP. En este escenario, se han considerado para 2030 un despliegue de baterías de 5 GW (centralizadas) y 1,4 GW (distribuidas) junto con una repuesta de la demanda residencial y comercial del 20% se obtendrían los siguientes beneficios (Tabla 33):

- Para el sistema de 1447 M€/año (31,7%), cuantificados en ahorros en anualidades de CAPEX de tecnologías de punta (turbinas de gas en ciclo abierto) y en costes variables del sistema: combustible, arranque/parada, O&M, emisiones y menores vertidos.
- Para la red de distribución de 375 M€/año (77%), cuantificados en ahorros en anualidades de CAPEX y O&M de las nuevas infraestructuras en redes de distribución necesarias para cubrir el incremento de demanda pico esperado.

Tabla 33: Ahorros totales para el caso de referencia

		BAT0 - DR00	BAT1 - DR20	Beneficio
Mercado Eléctrico	Costes Inversión OCGT y Operación [M€/año]	4.565	3118	1447
	Ahorros porcentuales del sistema			31,71%
Redes de distribución	Coste incremental en redes de media y baja tensión [M€/año]	488	112	375
	Ahorros porcentuales del sistema			77,01%

Conclusiones a nivel sistema eléctrico:

- Manteniendo las inversiones renovables consideradas en el PNIEC y el TYNDP, la acción combinada de la DR y del despliegue de batería permite obtener un valor máximo de 35,2% (1606 M€/año) como ahorros para el sistema eléctrico. En el caso de referencia, 31,7%, se observa que dicho un ahorro se divide en ahorros de CAPEX (355M€/año) de tecnologías de punta (turbinas de gas ciclo abierto) y en ahorros en la operación del sistema (1092 M€/año).
- En cuanto a las otras sensibilidades analizadas, se observa que en los dos escenarios de baterías considerados (escenarios BAT1 o BAT2), los ahorros para el sistema se mantienen en el entorno del 32%. Esto significa que hay un gran beneficio para el sistema incluso en el caso más conservador de costes.

- La flexibilidad afecta a las decisiones de inversión y operación. Desde el punto de vista del sistema, existen unas necesidades de firmeza que marcan la inversión necesaria. Esto implica unos pagos por capacidad para tecnologías como baterías, donde si no, no se recuperarían los costes de inversión realizados.
- Con los datos del modelo de expansión, podemos establecer un pago de la demanda entre 5431.9-12299M€. Es decir, la flexibilidad introducida en el caso de referencia produce un ahorro de 6867,1M€ para la demanda.

Conclusiones a nivel de red de distribución:

- Conforme a los objetivos del PNIEC 2023-2030, se espera un notable crecimiento de la demanda en el sector industrial y en el vinculado al vehículo eléctrico en 2030. El crecimiento esperado en la demanda máxima de energía (alrededor de un 18,5%) daría lugar a inversiones significativas para reforzar las redes de distribución y permitir la conexión de estas nuevas demandas y de la nueva potencia instalada de generación distribuida. La anualidad de estas inversiones en 2030 ascendería a 487,5M€/año en redes de media y baja tensión de la España peninsular, si no hubiera baterías distribuidas ni respuesta de la demanda.
- Tanto las baterías distribuidas como la respuesta de la demanda contribuyen significativamente a reducir la demanda pico. El análisis de sensibilidad, en el que se han comparado diferentes niveles de instalación de baterías distribuidas y de participación de clientes residenciales en la respuesta de demanda, muestra que la combinación de estas tecnologías es muy efectiva para reducir los refuerzos necesarios en las redes de distribución representativas que se han analizado. En el escenario más probable (DR20 y BAT1) se consiguen unos ahorros del 77% respecto del escenario sin baterías ni respuesta de la demanda (DR00 y BAT0).
- Los ahorros en redes son mayores cuando las baterías se localizan en los consumidores cuyas horas demanda máxima coinciden el pico de demanda agregada de la red de distribución (principalmente los clientes residenciales) y en las zonas urbanas, pues estas presentan un mayor grado de soterramiento.

Anexo A Modelado de redes de distribución representativas

Para la obtención de modelos sintéticos representativos de la red de distribución en la actualidad, se ha recurrido al uso del modelo RNM, debido a la confidencialidad de los modelos reales de la red, los cuales no están disponibles públicamente. Es impracticable modelar toda la red de distribución a nivel nacional, ya que esto requeriría una cantidad excesiva de recursos informáticos. En consecuencia, se han modelado tres redes representativas que corresponden a los siguientes tres tipos de zonas de distribución:

- **Red urbana:** municipios con más de 20.000 suministros.
- **Red semiurbana:** municipios con entre 2.000 y 20.000 suministros.
- **Red rural:** municipios con menos de 2.000 suministros.

Para construir estas tres redes representativas se han seleccionado los siguientes municipios:

- **Red urbana:** Albacete.
- **Red semiurbana:** Sant Sadurní d'Anoia
- **Red rural:** Chodes, Morata de Jalón, El Frasno y Santa Cruz de Grío.

La modalidad greenfield del RNM planifica la red óptima de distribución necesaria para conectar la demanda y la generación distribuida. El número total de consumidores se ha determinado en función de la tarifa y sector. Los datos se han extraído de la plataforma de datos abiertos de las empresas distribuidoras Datadis²². La información empleada en el presente análisis (Tabla 34) data del 30 de junio de 2024. El número de clientes en cada red representativa en la Tabla 35 se ha calculado aplicando los factores de escalado (Tabla 7).

Tabla 34: Número de clientes por sector de actividad en la España peninsular.

Tipo de municipio	Residencial	Industrial	Servicios	Total
Rural	2.679.419	73.586	393.220	3.148.964
Semiurbano	7.458.968	188.978	1.058.917	8.716.167
Urbano	13.653.820	171.926	1.588.954	15.419.690

Tabla 35: Número de clientes por sector de actividad en cada red representativa.

Tipo de municipio	Residencial	Industrial	Servicios	Total
Rural	1.769	49	260	2.078
Semiurbano	5.909	150	839	6.898
Urbano	90.317	1.137	10.511	101.965

Una vez determinado el número de consumidores, se ha determinado su localización mediante el uso de indicadores sobre el estado actual de la edificación, disponibles en la plataforma de datos abiertos URBAN3R²³. En primer lugar, se ha procedido a la asignación de clientes a referencias catastrales en función de su uso principal, con el propósito de establecer su ubicación dentro del municipio. En el caso de los edificios residenciales, se ha considerado el número de viviendas y la huella del edificio. Posteriormente, se ha procedido a la asignación de una potencia contratada a cada consumidor, según las estadísticas nacionales disponibles en el Boletín de indicadores eléctricos²⁴ y el Panel de hogares²⁵ de la CNMC. Esta asignación se ha realizado en función del tipo de tarifa y del sector de actividad.

22 Datadis. URL: <https://datadis.es/home>

23 URBAN3R. URL: <https://urban3r.es/>

24 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Boletines de indicadores eléctricos. URL: <https://www.cnmc.es/sectores-que-regulamos/energia/boletines-de-indicadores-electricos>.

25 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Estadísticas Panel de Hogares. URL: <https://data.cnmc.es/panel-de-hogares/conjuntos-de-datos/estadisticas-panel-de-hogares>.

En lo que respecta a la asignación de autoconsumo, se han consultado las estadísticas de los informes anuales de UNEF²⁶ y APPA²⁷, en las que se incluyen el número de instalaciones y la potencia media en kW por instalación. La potencia total instalada de autoconsumo se distribuye en un 30 % para el sector residencial, un 49 % para el sector industrial y un 21 % para el sector servicios. La potencia instalada de autoconsumo en cada red representativa, según se muestra en la Tabla 37, ha sido calculada mediante la aplicación de los factores de escalado (Tabla 7). El reparto de esta potencia total a clientes individuales de cada sector de actividad se ha llevado a cabo en función de su potencia contratada y de la huella del edificio.

Tabla 36: Potencia instalada, en MW, de autoconsumo por sector de actividad en la España peninsular

Tipo de municipio	Residencial	Industrial	Servicios	Total
Rural	117	289	95	3.148.964
Semiurbano	325	743	255	8.716.167
Urbano	1.633	2.383	1.116	15.419.690

Tabla 37: Potencia instalada, en kW, de autoconsumo por sector de actividad en cada red representativa.

Red representativa	Residencial	Industrial	Servicios	Total
Rural	147	363	119	2.078
Semiurbano	490	1.118	384	6.898
Urbano	7.483	8.491	4.812	101.965

En la red rural se ha conectado un parque eólico de 1,5MW y una planta fotovoltaica de 1MW para representar la generación distribuida conectada en media tensión. Para el dimensionamiento de estas dos unidades de generación se ha tomado como referencia la potencia instalada en la España peninsular a mayo de 2024²⁸ de plantas con más de 100kW de generación eólica (2.221MW) y solar fotovoltaica (1.511MW) y se ha aplicado el factor de escalado de la red representativa rural.

Para agregar las potencias contratadas de los clientes de baja y media tensión, se han aplicado los coeficientes de simultaneidad previstos en el Trámite de audiencia sobre la propuesta de Resolución por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de la demanda a las redes de distribución de electricidad²⁹.

26 Unión Fotovoltaica Española. Informe Anual UNEF 2024. URL: https://www.unef.es/es/descargar_documento/6a83db7a2ad8fa-17b69abffb1b9065b5

27 Asociación de Empresas de Energías Renovables. Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2023. URL: <https://www.informeautoconsumo.es/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2023.pdf>

28 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Boletines de indicadores eléctricos. Evolución anual de energía eléctrica a partir de las fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos - energía vendida y potencia instalada según la comunidad autónoma. URL: <https://data.cnmc.es/energia/energia-electrica/renovables-cogeneracion-y-residuos/evolucion-anual>

29 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Consulta pública Especificaciones de Detalle (RDC/DE/002/25). URL: <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/consulta-publica-especificaciones-de-detalle-rcdce00225>

Los costes de las instalaciones de distribución se basan en los precios recogidos en los valores unitarios de referencia definidos en el Anexo I de la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

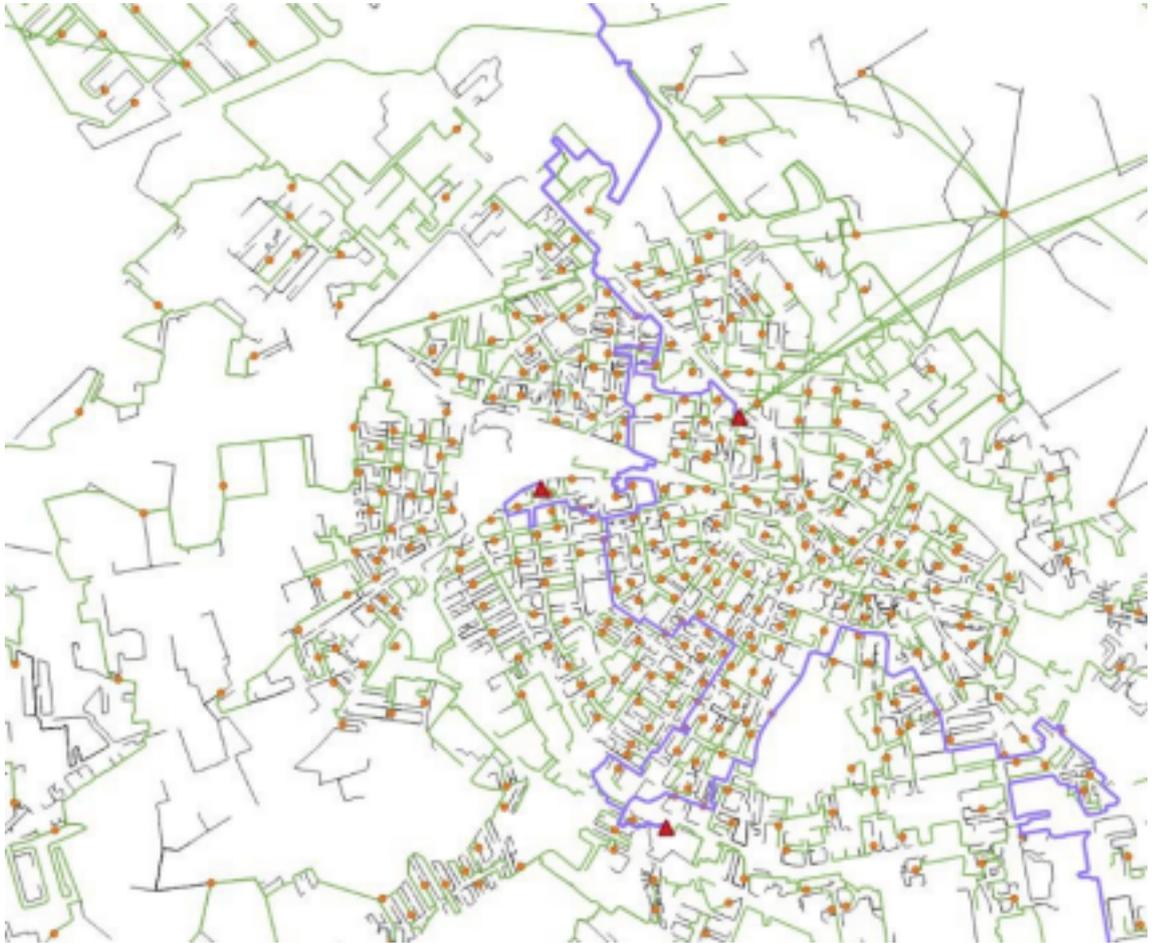


Ilustración 4: Red representativa urbana.

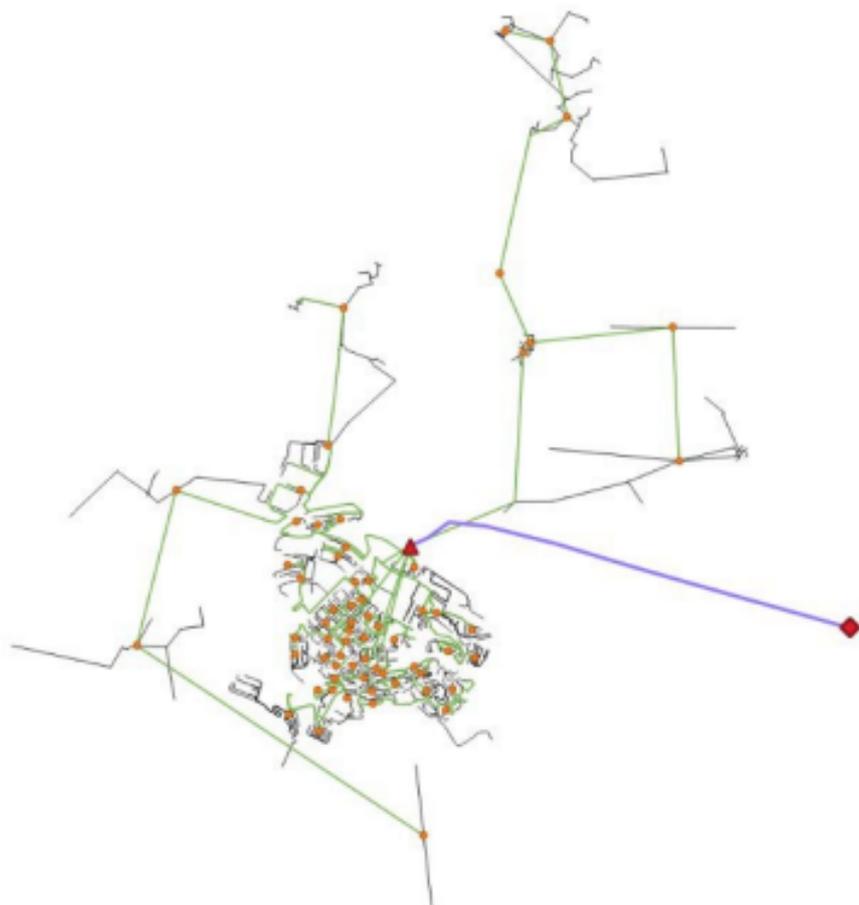


Ilustración 5: Red representativa semiurbana.

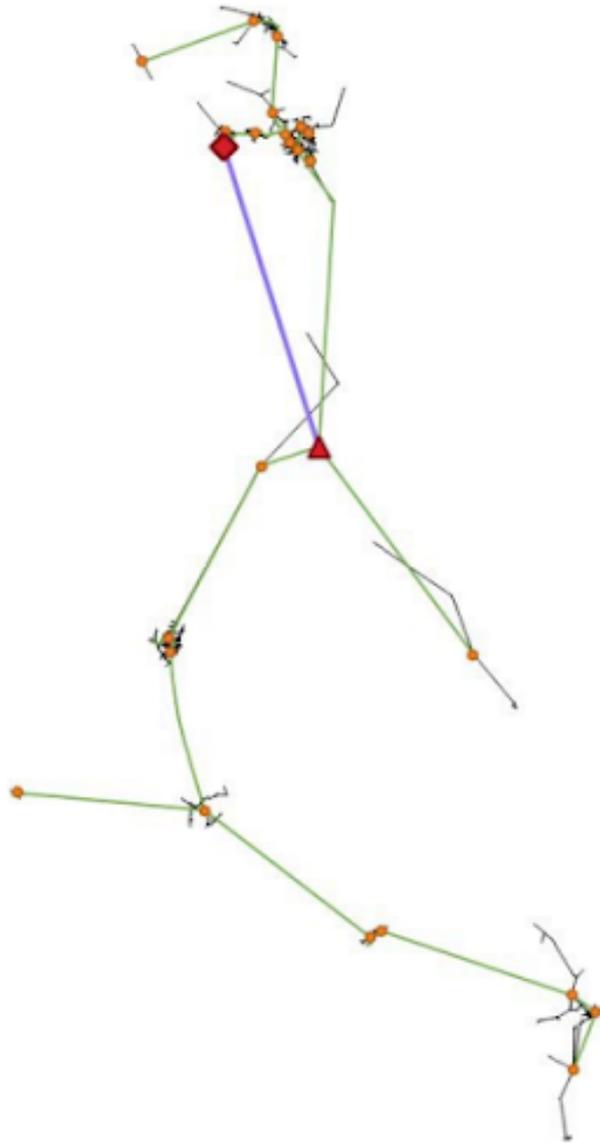


Ilustración 6: Red representativa rural.

Anexo B: Resultados de la operación del sistema con SPLODER

Usando el primer modelo de planificación de la expansión podemos también estimar unos porcentajes de ahorro conservadores sobre el despliegue de las baterías y la respuesta de la demanda (Tabla 38). Para el caso de referencia el ahorro obtenido, gracias al despliegue de baterías y de la gestión de la demanda automática, es cercano al 23% (924M€/año).

Tabla 38 Costes y ahorros obtenidos con SPLODER

Costes de inversión OCGT + Costes variables del sistema			
M€/año	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	4.021	3.296	3.200
DR20	3378	3.097	2.981
DR40	2921	2.870	2.870

Ahorros porcentuales del sistema			
%	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	0,0%	18%	20,4%
DR20	16%	22,99%	25,88%
DR40	27%	28,6%	28,6%

Este modelo asume que la gestión de la demanda es automática y que reacciona a los precios del mercado. Observando los resultados, se puede ver como si incrementamos la DR aumentamos los ahorros obtenidos (por la acción de baterías y demanda) hasta el 28,6% (1151M€/año).

Es importante considerar que este modelo no tiene en cuenta interconexiones, los generadores individuales, o la participación de estos en los servicios de balance, El segundo modelo de detalle de operación, asume los perfiles obtenidos en este modelo para llevarlos a 8760h, y se le da una capacidad menor para modificarlo para respetar el confort decidido en este modelo y por el impacto de las interconexiones o servicios de balance. Esto le podrá permitir incrementar los valores obtenidos en este primer modelo.



**MEDIDAS FISCALES
PARA IMPULSAR LA
INSTALACIÓN DE BATERÍAS
DE ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

3 julio 2025

Índice de contenidos

1. Introducción	46
2. Propuestas relativas al Impuesto sobre Sociedades (IS)	47
2.1 Cuestiones previas	47
2.2. Propuesta normativa. Disposición Adicional XX de la Ley 27/2014, del Impuesto sobre Sociedades. Libertad de amortización de las inversiones en baterías eléctricas	48
3. Propuestas relativas al Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF)	50
3.1. Cuestiones previas	49
3.2. Propuesta normativa. Disposición Adicional XX de la Ley 35/2006, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas. Reducción de la base imponible por inversiones destinadas a la instalación de baterías eléctricas en la vivienda	51
3.3. Propuesta normativa. Disposición Adicional XX de la Ley 35/2006, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas. Deducción de la cuota íntegra por inversiones destinadas a la instalación de baterías eléctricas en la vivienda	52
4. Propuestas relativas al Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)	54
4.1. Cuestiones previas	55
4.1.1. Tipos impositivos previstos en la Directiva 2006/112/CE	55
4.1.2. Tipo reducido aplicable exclusivamente a paneles solares en viviendas familiares (y por extensión a las baterías asociadas), según el Anexo III de la Directiva 2006/112/CE	55
4.2 Propuesta normativa de ámbito comunitario: nuevo apartado del Anexo III de la Directiva 2006/112/CE	56
4.3. Propuesta normativa de ámbito estatal: aplicar el tipo de 15% a las entregas de baterías de almacenamiento de energía eléctrica	57
4.4 Propuesta normativa de ámbito estatal: supresión de ciertos límites para que aplique el tipo de IVA reducido a las inversiones en baterías en el marco de ejecuciones de obra de renovación y reparación de edificios o partes de los mismos destinados a viviendas	57
4.5. Se aplica un tipo de IVA reducido a las baterías vinculadas a autoconsumo.	58
5. Propuestas relativas al Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI)	59
5.1 Cuestiones previas	59
5.2 Propuesta normativa. Artículo 73. Apartado 3.bis del Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.	60

1. Introducción

Como regla general, los tributos son ingresos públicos que permiten que las Administraciones públicas obtengan recursos económicos para el sostenimiento de los gastos públicos. No obstante, los tributos también pueden servir como instrumentos de política económica general, ayudando en la realización de otros principios y fines contenidos en la Constitución (art. 2 Ley 58/2003).

En otros apartados de este informe ya se han destacado las ventajas del impulso del almacenamiento distribuido en términos de política energética y medioambiental; de política de innovación y competitividad; de política social y de política de desarrollo regional.

En este apartado se describen los beneficios fiscales que se proponen para el impulso de las baterías de almacenamiento de energía eléctrica. En todo caso, las baterías que resulten beneficiadas de las medidas que se expondrán a continuación deben responder a altos niveles de resiliencia ante ciberataques y protección de datos, con el objetivo de generar la confianza necesaria en su funcionamiento continuado y en su protección frente a manipulaciones de terceros, evitando así posibles incidencias en la calidad del servicio de suministro eléctrico que reciban los titulares de dichas baterías, así como cualquier incidencia en el conjunto del sistema eléctrico.

El presente texto ha optado por incorporar todo el abanico de posibilidades fiscales, independientemente de la dificultad política y el impacto presupuestario de cada medida.

En cualquier caso, cada medida tendrá una valoración de la dificultad política y alcance presupuestario, a efectos de priorizar aquellas medidas que combinen ambición y posibilidad efectiva de llevarse a cabo. A continuación, se añade un “Cuadro resumen medidas fiscales propuestas para el impulso de las baterías de almacenamiento de energía eléctrica”. Cada una de ellas será expuesta con el debido detalle en los apartados siguientes.

Tabla 1 Cuadro resumen medidas fiscales propuestas para el impulso de las baterías de almacenamiento de energía eléctrica

Tributo	Medida Propuesta	Dificultad política
IS	Libertad de amortización de las inversiones en baterías eléctricas	Media
IRPF	REDUCCIÓN de la base imponible general por instalación de baterías eléctricas en la vivienda	Alta
	Deducción de la cuota íntegra estatal por instalación de baterías eléctricas en la vivienda	Media
IVA	Nuevo apartado del Anexo III de la Directiva 2006/112/CE, reconociendo la aplicación de un tipo reducido al suministro e instalación de baterías eléctricas en viviendas	Alta
	Aplicación del tipo impositivo del 15% al suministro e instalación de baterías eléctricas en viviendas	Alta
	Aplicación del tipo impositivo del 10% al suministro e instalación de baterías eléctricas en viviendas en el marco de ejecuciones de obra de renovación y reparación	Media
	Aplicación IVA reducido almacenamiento vinculado a autoconsumo	Media
IBI	Bonificación entre el 50 y el 90 por ciento de la cuota íntegra	Media

2. Propuestas relativas al Impuesto sobre Sociedades (IS)

El Impuesto sobre Sociedades (en adelante, IS) está regulado en la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades (en adelante, Ley 27/2014), que grava la obtención de renta por las personas jurídicas residentes en territorio español, cualquiera que fuese su fuente u origen.

A continuación se expondrán aquellas medidas que se considera que podrían incentivar que las empresas de este país acelerasen la puesta en marcha de instalaciones de almacenamiento, convirtiéndose en sujetos activos de la transición energética.

2.1 Cuestiones previas

Tabla 2 Cuadro resumen Impuesto de Sociedades

Impuesto sobre Sociedades (IS)		
Libre amortización de las inversiones relacionadas con la instalación de baterías eléctricas		
		Comentario
Quién decide (Competencia Normativa)	<ul style="list-style-type: none"> Estado 	
Impacto negativo: pérdida de recaudación	<ul style="list-style-type: none"> Estado 	
Impacto positivo		<ul style="list-style-type: none"> Incremento de recaudación por la tributación de los vendedores de baterías Mantenimiento de la plantilla de la empresa (requisito) Técnicos: estabilidad de la red eléctrica
Norma a modificar	<ul style="list-style-type: none"> Ley 27/2014 del IS 	
Medida propuesta	Libertad de amortización de las inversiones en baterías eléctricas	Habría que concretar: <ul style="list-style-type: none"> Cuantía máxima de la inversión Período (no suelen ser indefinidas): 2026-2030 Características de la batería instalada: ¿etiqueta? ¿certificado de eficiencia energética? Dónde instalar la batería: Cualquier local/almacén de una empresa

2.2. Propuesta normativa. Disposición Adicional XX de la Ley 27/2014, del Impuesto sobre Sociedades. Libertad de amortización de las inversiones en baterías eléctricas

Se propone introducir en la LIS el siguiente texto:

1. Las inversiones realizadas en instalaciones y puesta en marcha POR PRIMERA VEZ de baterías eléctricas que almacenen energía PROCEDENTE DE CUALQUIER FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, con una capacidad de almacenamiento equivalente a, y que sean puestas a disposición del contribuyente desde la entrada en vigor de este precepto hasta el 31 de diciembre del año 2030, podrán ser amortizadas libremente en los períodos impositivos:

- a) Que se inicien o concluyan en 2026, cuando la entrada en funcionamiento de los elementos a que se refiere este apartado se produzca en 2026.
- b) Que se inicien o concluyan en 2027, cuando la entrada en funcionamiento de los elementos a que se refiere este apartado se produzca en 2027.
- c) Que se inicien o concluyan en 2028, cuando la entrada en funcionamiento de los elementos a que se refiere este apartado se produzca en 2028.
- d) Confirmar si se desea introducir algún ejercicio más, o reducirlo a dos años.

Lo establecido en este apartado está CONDICIONADO a que durante los VEINTICUATRO meses siguientes a la fecha de inicio del período impositivo en el que los elementos adquiridos entren en funcionamiento, la plantilla media total de la entidad se mantenga respecto de la plantilla media de los doce meses anteriores.

PODRÁ acogerse a la libertad de amortización prevista en este apartado la instalación y puesta en marcha de baterías que se ubiquen en cualquiera de las instalaciones de la empresa.

Para el cálculo de la plantilla media total de la entidad se tomarán las personas empleadas, en los términos que disponga la legislación laboral, teniendo en cuenta la jornada contratada con relación a la jornada completa.

2. A efectos de la presente disposición únicamente se considerarán baterías eléctricas las que cumplan los siguientes requisitos:

- i. Estarán conectadas a red de distribución de energía eléctrica de baja y de media tensión y no podrán tener una potencia superior a 1MW.
- ii. Que dispongan del “Battery Pass” en los términos del Reglamento (UE) 2023/1542 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de julio de 2023
- iii. Que dispongan de un servicio técnico oficial ubicado en España, con tres años de experiencia, con sociedad propia establecida en la UE que proporcione la asistencia técnica necesaria para garantizar el buen funcionamiento de la instalación, así como su reparación
- iv. Que el fabricante del sistema de almacenamiento cumpla con los requisitos de ciberseguridad de la NIS2 y se encuentre certificado con la ISO270001 y que sus servidores se encuentren únicamente ubicados en la Unión Europea, garantizando que el control y los datos se realiza exclusivamente en la Unión Europea.
- v. Que el equipo de almacenamiento instalado cumpla con los estándares de ciberseguridad de acuerdo con lo previsto en las normas ETSI 303645, EN18031 e IEC 62443
- vi. Que el equipo de almacenamiento instalado tenga una garantía que responda ante los defectos del aparato por un plazo de cinco (5) años o, alternativamente, 5.000 ciclos de carga.

3. No podrán acogerse a la libertad de amortización a que se refiere esta disposición aquellas baterías que se deban instalar por imperativo legal de acuerdo con la normativa vigente en el momento de dicha instalación y puesta en funcionamiento.
4. En el supuesto de que se incumpliese la obligación de mantenimiento de la plantilla en los términos establecidos en el apartado 1 de esta disposición, se deberá proceder a ingresar la cuota íntegra que hubiere correspondido a la cantidad deducida en exceso más los intereses de demora correspondientes. El ingreso de la cuota íntegra y de los intereses de demora se realizará conjuntamente con la autoliquidación correspondiente al período impositivo en el que se haya incumplido la obligación.
5. Las entidades a las que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 101 de esta Ley, les sean de aplicación los incentivos fiscales para las empresas de reducida dimensión previstos en el capítulo XI del título VII de esta Ley, podrán optar entre aplicar el régimen de libertad de amortización previsto en el artículo 102 de esta Ley o aplicar el régimen de libertad de amortización regulado en esta disposición
6. La libertad de amortización prevista en este precepto también será de aplicación a la instalaciones y puesta en marcha de baterías eléctricas que sustituyan a otras instaladas anteriormente.
7. Quedarán excluidos de la aplicación de este beneficio fiscal los contribuyentes por este impuesto en quienes concurra alguna de las circunstancias siguientes, salvo que por la naturaleza de la subvención se exceptúe por su normativa reguladora:
 - a) Haber sido condenadas mediante sentencia firme por delitos de prevaricación, cohecho, malversación de caudales públicos, tráfico de influencias, fraudes y exacciones ilegales o delitos urbanísticos.
 - b) Haber solicitado la declaración de concurso voluntario, haber sido declarados insolventes en cualquier procedimiento, hallarse declarados en concurso, salvo que en éste haya adquirido la eficacia un convenio, estar sujetos a intervención judicial o haber sido inhabilitados conforme a la Ley 22/2003, de 9 de julio, Concursal, sin que haya concluido el período de inhabilitación fijado en la sentencia de calificación del concurso.
 - c) Haber dado lugar, por causa de la que hubiesen sido declarados culpables, a la resolución firme de cualquier contrato celebrado con la Administración.
 - d) No hallarse al corriente en el cumplimiento de las obligaciones tributarias o frente a la Seguridad Social impuestas por las disposiciones vigentes, en la forma que se determine reglamentariamente.
 - e) Tener la residencia fiscal en un país o territorio calificado reglamentariamente como paraíso fiscal.
 - f) No hallarse al corriente de pago de obligaciones por reintegro de subvenciones en los términos que reglamentariamente se determinen.
 - g) Haber sido sancionado mediante resolución firme con la pérdida de la posibilidad de obtener subvenciones conforme a las leyes que así lo establezcan.

3. Propuestas relativas al Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF)

El Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (en adelante, IRPF) está regulado por la Ley 35/2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades, sobre la Renta de no Residentes y sobre el Patrimonio (en adelante, Ley 35/2006). El IRPF grava la obtención de rentas por las personas físicas que tengan su residencia habitual en territorio español. Este impuesto es la figura central del sistema tributario español, por muchos motivos.

Este impuesto aporta aproximadamente el 40% de la recaudación total, y es el que mejor garantiza el cumplimiento de los principios constitucionales tributarios (art. 31 CE) al gravar la renta según la capacidad económica de cada contribuyente a través de un sistema progresivo. Asimismo, en el supuesto de perseguir alguna función extrafiscal, tiene un ámbito de aplicación de muy largo alcance, puesto que incide sobre aproximadamente sobre 25 millones de contribuyentes.

En este apartado se expondrán aquellas medidas que incentivarían que múltiples particulares en España se planteasen la puesta en marcha de instalaciones de almacenamiento, convirtiéndose en sujetos activos de la transición energética.

3.1. Cuestiones previas

Tabla 3 Cuadro resumen Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas

Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF)		
Deducción por instalación de baterías eléctricas		
		Comentario
Quién decide (Competencia Normativa)	Compartida: <ul style="list-style-type: none"> • Estado • Comunidades Autónomas 	
Impacto negativo: pérdida de recaudación	Compartida: <ul style="list-style-type: none"> • Estado • Comunidades Autónomas 	<ul style="list-style-type: none"> • Se propone modificación estatal que garantice la aplicación en todo el Estado español • Compensaciones
Impacto positivo		<ul style="list-style-type: none"> • Estímulo a la inversión residencial en almacenamiento • Efecto dinamizador sobre la economía local (instaladores, proveedores...) • Aumento de ingresos públicos derivados de la actividad inducida (empleo, consumo)
Norma a modificar	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 35/2006 del IRPF • O ley autonómica 	Alternativamente las CCAA podrían aprobar ley autonómica
Medida propuesta	Deducción en el IRPF por instalación de baterías, que se restará de la cuota íntegra estatal	Habría que concretar: <ul style="list-style-type: none"> • Base máxima de la deducción (precio pagado) • Porcentaje deducible de la inversión • Período de aplicación (no suelen ser indefinidas): 2026-2030 • Características de la batería instalada: ¿etiqueta? ¿certificado de eficiencia energética? / servicio de mantenimiento - asistencia técnica en España / ciberseguridad • Dónde instalar la batería: <ul style="list-style-type: none"> • Viviendas • PRVE • Locales afectos a actividad económica • Elementos comunes comunidades de propietarios

3.2. Propuesta normativa. Disposición Adicional XX de la Ley 35/2006, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas. Reducción de la base imponible por inversiones destinadas a la instalación de baterías eléctricas en la vivienda

Se propone introducir en la LIRPF el siguiente texto:

1. Los contribuyentes por este impuesto podrán reducirse en la base imponible general las cantidades satisfechas desde la entrada en vigor de este apartado hasta el 31 de diciembre de 2030, destinadas a la instalación y puesta en marcha de baterías eléctricas que suministren energía eléctrica a cualquier vivienda de su titularidad con independencia del lugar donde se encuentren ubicadas, siempre que el ratio capacidad de almacenamiento potencia de almacenamiento no supere 5kWh/kW.

En el caso de que la instalación y puesta en funcionamiento de las baterías sea realizada por una Comunidad de Propietarios que tributa en régimen de atribución de rentas, el límite del ratio capacidad de almacenamiento potencia de almacenamiento deberá calcularse multiplicando 5kWh/kW por el número de propietarios integrados en dicha Comunidad.

2. El límite de la reducción será el siguiente:

- El 50% de la inversión cuando la base liquidable del período impositivo anterior hubiera sido de hasta 60.000 euros.
- El 25% de la inversión cuando la base liquidable del período impositivo anterior hubiera sido superior a 60.000 euros.

2. A efectos de la presente disposición únicamente se considerarán baterías eléctricas las que cumplan los siguientes requisitos:

Estarán conectadas a red de distribución de energía eléctrica de baja y de media tensión y no podrán tener una potencia superior a 500 kW

- a) Estarán conectadas a red de distribución de energía eléctrica de baja y de media tensión y no podrán tener una potencia superior a 500 kW
- b) Que dispongan del "Battery Pass" en los términos del Reglamento (UE) 2023/1542 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de julio de 2023,
- c) Que dispongan de un servicio técnico oficial ubicado en España, con tres años de experiencia, con sociedad propia establecida en la UE que proporcione la asistencia técnica necesaria para garantizar el buen funcionamiento de la instalación, así como su reparación
- d) Que el fabricante del sistema de almacenamiento cumpla con los requisitos de ciberseguridad de la NIS2 y se encuentra certificado con la ISO270001 y que sus servidores se encuentren únicamente ubicados en la Unión Europea, garantizando que el control y los datos se realiza exclusivamente en la Unión Europea.
- e) Que el equipo de almacenamiento instalado cumpla con los estándares de ciberseguridad de acuerdo con lo previsto en las normas ETSI 303645, EN18031 e IEC 62443
- f) Que el equipo de almacenamiento instalado tenga una garantía que responda ante los defectos del aparato por un plazo de cinco (5) años o, alternativamente, 5.000 ciclos de carga.

3. Esta reducción también podrá aplicarse respecto de las baterías que se instalen en viviendas afectas a una actividad económica, plazas de garaje, jardines, parques, piscinas e instalaciones deportivas y otros elementos análogos.

4. Quedarán excluidos de la aplicación de este beneficio fiscal los contribuyentes por este impuesto en quienes concurra alguna de las circunstancias siguientes, salvo que por la naturaleza de la subvención se exceptúe por su normativa reguladora:

- a) Haber sido condenadas mediante sentencia firme por delitos de prevaricación, cohecho, malversación de caudales públicos, tráfico de influencias, fraudes y exacciones ilegales o delitos urbanísticos.
- b) Haber solicitado la declaración de concurso voluntario, haber sido declarados insolventes en cualquier procedimiento, hallarse declarados en concurso, salvo que en éste haya adquirido la eficacia un convenio, estar sujetos a intervención judicial o haber sido inhabilitados conforme a la Ley 22/2003, de 9 de julio, Concursal, sin que haya concluido el período de inhabilitación fijado en la sentencia de calificación del concurso.
- c) Haber dado lugar, por causa de la que hubiesen sido declarados culpables, a la resolución firme de cualquier contrato celebrado con la Administración.
- d) No hallarse al corriente en el cumplimiento de las obligaciones tributarias o frente a la Seguridad Social impuestas por las disposiciones vigentes, en la forma que se determine reglamentariamente.
- e) Tener la residencia fiscal en un país o territorio calificado reglamentariamente como paraíso fiscal.
- f) No hallarse al corriente de pago de obligaciones por reintegro de subvenciones en los términos que reglamentariamente se determinen.
- g) Haber sido sancionado mediante resolución firme con la pérdida de la posibilidad de obtener subvenciones conforme a las leyes que así lo establezcan.

3.3. Propuesta normativa. Disposición Adicional XX de la Ley 35/2006, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas. Deducción de la cuota íntegra por inversiones destinadas a la instalación de baterías eléctricas en la vivienda

Se propone introducir en la LIRPF el siguiente texto:

1. Los contribuyentes por este impuesto podrán aplicarse una deducción sobre la cuota íntegra estatal por las cantidades satisfechas desde la entrada en vigor de este apartado hasta el 31 de diciembre de 2030, destinadas a la instalación y puesta en marcha de baterías eléctricas que suministren energía eléctrica a cualquier vivienda de su titularidad con independencia del lugar donde se encuentren ubicadas, siempre que el ratio capacidad de almacenamiento potencia de almacenamiento no supere 5kWh/kW.

En el caso de que la instalación y puesta en funcionamiento de las baterías sea realizada por una Comunidad de Propietarios que tributa en régimen de atribución de rentas, el límite del ratio capacidad de almacenamiento potencia de almacenamiento deberá calcularse multiplicando 5kWh/kW por el número de propietarios integrados en dicha Comunidad.

- Los contribuyentes con una base liquidable de hasta 60.000 euros podrán deducirse el 50% de la inversión efectivamente realizada.
- Los contribuyentes con una base liquidable superior a 60.000 euros, podrán deducirse el 25% de la inversión efectivamente realizada.

En el caso de que la instalación y puesta en funcionamiento de las baterías sea realizada por una Comunidad de Propietarios que tributa en régimen de atribución de rentas, los límites para calcular la deducción practicable se calcularán en función de las circunstancias específicas de cada propietario integrado en la Comunidad.

2. A efectos de la presente disposición únicamente se considerarán baterías eléctricas las que cumplan los siguientes requisitos:

- a) Estarán conectadas a red de distribución de energía eléctrica de baja y de media tensión y no podrán tener una potencia superior a 500 kW
- b) Que dispongan del “Battery Pass” en los términos del Reglamento (UE) 2023/1542 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de julio de 2023,
- c) Que dispongan de un servicio técnico oficial ubicado en España, con tres años de experiencia, con sociedad propia establecida en la UE que proporcione la asistencia técnica necesaria para garantizar el buen funcionamiento de la instalación, así como su reparación
- d) Que el fabricante del sistema de almacenamiento cumpla con los requisitos de ciberseguridad de la NIS2 y se encuentra certificado con la ISO270001 y que sus servidores se encuentren únicamente ubicados en la Unión Europea, garantizando que el control y los datos se realiza exclusivamente en la Unión Europea.
- e) Que el equipo de almacenamiento instalado cumpla con los estándares de ciberseguridad de acuerdo con lo previsto en las normas ETSI 303645, EN18031 e IEC 62443
- f) Que el equipo de almacenamiento instalado tenga una garantía que responda ante los defectos del aparato por un plazo de cinco (5) años o, alternativamente, 5.000 ciclos de carga.

3. Esta deducción también podrá aplicarse respecto de las baterías que se instalen en viviendas afectas a una actividad económica, plazas de garaje, jardines, parques, piscinas e instalaciones deportivas y otros elementos análogos.

4. La base de esta deducción estará constituida por las cantidades satisfechas como contraprestación a la adquisición y puesta en marcha de las baterías instaladas.

Las cantidades satisfechas en el ejercicio no deducidas por exceder de la base máxima anual de deducción podrán deducirse, con el mismo límite, en los cuatro ejercicios siguientes.

A tal efecto, cuando concurren cantidades deducibles en el ejercicio con cantidades deducibles procedentes de ejercicios anteriores que no hayan podido ser objeto de deducción por exceder de la base máxima de deducción, el límite anteriormente indicado será único para el conjunto de tales cantidades, deduciéndose en primer lugar las cantidades correspondientes a años anteriores.

En ningún caso, la base acumulada de la deducción correspondiente a los períodos impositivos en que ésta sea de aplicación podrá exceder de 7.500 por vivienda. Cuando concurren varios propietarios con derecho a practicar la deducción respecto de una misma vivienda, el citado límite de 7.500 euros se distribuirá entre los copropietarios en función de su respectivo porcentaje de propiedad en el inmueble.

5. El importe de esta deducción se restará de la cuota íntegra estatal después de las deducciones previstas en el artículo 68 de esta ley.

6. Quedarán excluidos de la aplicación de este beneficio fiscal los contribuyentes por este impuesto en quienes concurra alguna de las circunstancias siguientes, salvo que por la naturaleza de la subvención se exceptúe por su normativa reguladora:

- a) Haber sido condenadas mediante sentencia firme por delitos de prevaricación, cohecho, malversación de caudales públicos, tráfico de influencias, fraudes y exacciones ilegales o delitos urbanísticos.
- b) Haber solicitado la declaración de concurso voluntario, haber sido declarados insolventes en cualquier procedimiento, hallarse declarados en concurso, salvo que en éste haya adquirido la eficacia un convenio, estar sujetos a intervención judicial o haber sido inhabilitados conforme a la Ley 22/2003, de 9 de julio, Concursal, sin que haya concluido el período de inhabilitación fijado en la sentencia de calificación del concurso.
- c) Haber dado lugar, por causa de la que hubiesen sido declarados culpables, a la resolución firme de cualquier contrato celebrado con la Administración.
- d) No hallarse al corriente en el cumplimiento de las obligaciones tributarias o frente a la Seguridad Social impuestas por las disposiciones vigentes, en la forma que se determine reglamentariamente.
- e) Tener la residencia fiscal en un país o territorio calificado reglamentariamente como paraíso fiscal.
- f) No hallarse al corriente de pago de obligaciones por reintegro de subvenciones en los términos que reglamentariamente se determinen.
- g) Haber sido sancionado mediante resolución firme con la pérdida de la posibilidad de obtener subvenciones conforme a las leyes que así lo establezcan.

4. Propuestas relativas al Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)

El Impuesto sobre el Valor Añadido (en adelante, IVA) está regulado en la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido (en adelante, Ley 37/1992). El IVA es un impuesto armonizado en la Unión Europea, basado en la Directiva 2006/112/CE del Consejo, de 28 de noviembre de 2006, relativa al sistema común del impuesto sobre el valor añadido.

Este impuesto recae sobre el consumo y lo soporta el consumidor final, aunque quien lo recaude sean los empresarios o profesionales.

Dado que se trata de un impuesto comunitario, cualquier medida que se proponga debe ser respetuosa con el Derecho de la Unión Europea.

En este apartado se expondrán aquellas medidas que podrían impulsar a los consumidores en España a poner en marcha instalaciones de almacenamiento energético.

4.1. Cuestiones previas

El IVA es un impuesto armonizado a nivel europeo, de acuerdo con lo previsto en la Directiva 2006/112/CE del Consejo, de 28 de noviembre de 2006, relativa al sistema común del impuesto sobre el valor añadido (en adelante, Directiva 2006/112/CE). En consecuencia, la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido (en adelante, Ley 37/1992) y su normativa de desarrollo deben adecuarse a lo dispuesto en la normativa europea.

4.1.1. Tipos impositivos previstos en la Directiva 2006/112/CE

A efectos de este informe, interesa destacar que la Directiva 2006/112/CE establece diferentes tipos impositivos para el IVA, con el siguiente detalle:

Tabla 4 Cuadro resumen tipos impositivos Impuesto sobre el Valor Añadido

Tipos impositivos del IVA según Directiva 2006/112/CE		
Tipo de gravamen	Requisitos	Comentarios
General	No inferior al 15%	Aplicable a cualquier bien o servicio
Reducidos	No inferior al 5%	Aplicable exclusivamente a los bienes y servicios previstos en el Anexo III de la Directiva
	Inferior al 5%	Aplicable exclusivamente a determinados bienes y servicios previstos en el Anexo III de la Directiva, con un límite de 7 supuestos
	0% (exención técnica)	

A partir de aquí, es competencia de cada Estado Miembro de la Unión Europea decidir los tipos de gravamen aplicables a las entregas de bienes y prestaciones de servicios realizadas en su territorio.

4.1.2. Tipo reducido aplicable exclusivamente a paneles solares en viviendas familiares (y por extensión a las baterías asociadas), según el Anexo III de la Directiva 2006/112/CE

Con el objetivo de impulsar el uso de fuentes de energía renovables, en el año 2022 la normativa comunitaria incluyó los paneles solares entre los supuestos a los que puede aplicarse un tipo de IVA reducido (Anexo III de la Directiva 2006/112/CE), siempre que los Estados de la UE así lo aprueben.

En este sentido, la Directiva (UE) 2022/542 del Consejo de 5 de abril de 2022 por la que se modifican las Directivas 2006/112/CE y (UE) 2020/285 en lo que respecta a los tipos del impuesto sobre el valor añadido, destacó

(7) Conviene incluir los paneles solares entre los siete puntos que están en consonancia con los compromisos medioambientales de la Unión en materia de descarbonización y con el Pacto Verde Europeo, así como ofrecer a los Estados miembros la posibilidad de fomentar el uso de fuentes de energía renovables también mediante tipos reducidos del IVA. A fin de apoyar la transición hacia el uso de fuentes

de energía renovables e impulsar la autosuficiencia de la Unión con respecto a la energía, es necesario que los Estados miembros puedan mejorar el acceso de los consumidores finales a las fuentes de energía ecológicas”.

En consecuencia, la Directiva (UE) 2022/542 amplió los supuestos a los que resulta de aplicación tipos reducidos de IVA, incorporando una referencia directa a los paneles solares:

Anexo III de la Directiva 2006/112/CE

«10 quater) Suministro e instalación de paneles solares en viviendas familiares, alojamientos y edificios públicos y de otro tipo utilizados para actividades de interés público, y a proximidad de estos”

Si bien no existe ninguna referencia a baterías de almacenamiento de energía eléctrica, una interpretación razonable de este nuevo apartado nos podría llevar a considerar que la instalación y puesta en funcionamiento de baterías eléctricas para el almacenamiento de la energía eléctrica generada por paneles solares debería quedar dentro del ámbito de aplicación del nuevo apartado 10 quater) del Anexo III de la Directiva 2006/112/CE.

4.2 Propuesta normativa de ámbito comunitario: nuevo apartado del Anexo III de la Directiva 2006/112/CE

Anexo III. LISTA DE ENTREGAS DE BIENES Y PRESTACIONES DE SERVICIOS QUE PODRÁN ESTAR SUJETOS A LOS TIPOS REDUCIDOS DEL IVA Y A LA EXENCIÓN CON DERECHO A DEDUCCIÓN DEL IVA A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 9

Se propone introducir en el Anexo III de la Directiva 2006/112/CE el siguiente texto:

“10 quinter) Suministro e instalación de baterías eléctricas en viviendas familiares, alojamientos y edificios públicos y de otro tipo utilizados para actividades de interés público, y a proximidad de estos;”

A efectos de la presente disposición únicamente se considerarán baterías eléctricas las que cumplan los siguientes requisitos:

- a) Estarán conectadas a red de distribución de energía eléctrica de baja y de media tensión y no podrán tener una potencia superior a 500 kW
- b) Que dispongan del “Battery Pass” en los términos del Reglamento (UE) 2023/1542 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de julio de 2023,
- c) Que dispongan de un servicio técnico oficial ubicado en España, con tres años de experiencia, con sociedad propia establecida en la UE que proporcione la asistencia técnica necesaria para garantizar el buen funcionamiento de la instalación, así como su reparación
- d) Que el fabricante del sistema de almacenamiento cumpla con los requisitos de ciberseguridad de la NIS2 y se encuentra certificado con la ISO270001 y que sus servidores se encuentren únicamente ubicados en la Unión Europea, garantizando que el control y los datos se realiza exclusivamente en la Unión Europea.
- e) Que el equipo de almacenamiento instalado cumpla con los estándares de ciberseguridad de acuerdo con lo previsto en las normas ETSI 303645, EN18031 e IEC 62443
- f) Que el equipo de almacenamiento instalado tenga una garantía que responda ante los defectos del aparato por un plazo de cinco (5) años o, alternativamente, 5.000 ciclos de carga.

Nota. Esta medida requiere unanimidad del Consejo Europeo (art. 113 TFUE).

4.3. Propuesta normativa de ámbito estatal: aplicar el tipo de 15% a las entregas de baterías de almacenamiento de energía eléctrica

Se propone introducir en la Ley del IVA el siguiente texto:

Artículo 91 Ley 37/1992. Tipos impositivos reducidos

“Dos bis. Se aplicará el tipo del 15% a las operaciones siguientes:

Suministro e instalación de baterías eléctricas en viviendas familiares, alojamientos y edificios públicos y de otro tipo utilizados para actividades de interés público, y a proximidad de estos;”

A efectos de la presente disposición únicamente se considerarán baterías eléctricas las que cumplan los siguientes requisitos:

- a) Estarán conectadas a red de distribución de energía eléctrica de baja y de media tensión y no podrán tener una potencia superior a 500 kW
- b) Que dispongan del “Battery Pass” en los términos del Reglamento (UE) 2023/1542 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de julio de 2023,
- c) Que dispongan de un servicio técnico oficial ubicado en España, con tres años de experiencia, con sociedad propia establecida en la UE que proporcione la asistencia técnica necesaria para garantizar el buen funcionamiento de la instalación, así como su reparación
- d) Que el fabricante del sistema de almacenamiento cumpla con los requisitos de ciberseguridad de la NIS2 y se encuentre certificado con la ISO270001 y que sus servidores se encuentren únicamente ubicados en la Unión Europea, garantizando que el control y los datos se realiza exclusivamente en la Unión Europea.
- e) Que el equipo de almacenamiento instalado cumpla con los estándares de ciberseguridad de acuerdo con lo previsto en las normas ETSI 303645, EN18031 e IEC 62443
- f) Que el equipo de almacenamiento instalado tenga una garantía que responda ante los defectos del aparato por un plazo de cinco (5) años o, alternativamente, 5.000 ciclos de carga.

4.4 Propuesta normativa de ámbito estatal: supresión de ciertos límites para que aplique el tipo de IVA reducido a las inversiones en baterías en el marco de ejecuciones de obra de renovación y reparación de edificios o partes de los mismos destinados a viviendas

Se propone añadir un “apartado d” al art. 91. Uno.10ª Ley 37/1992.

Artículo 91 Ley 37/1992. Tipos impositivos reducidos

“Uno. Se aplicará el tipo del 10 por ciento a las operaciones siguientes:

10.º Las ejecuciones de obra de renovación y reparación realizadas en edificios o partes de los mismos destinados a viviendas, cuando se cumplan los siguientes requisitos:

- a) *Que el destinatario sea persona física, no actúe como empresario o profesional y utilice la vivienda a que se refieren las obras para su uso particular. No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, también se comprenderán en este número las citadas ejecuciones de obra cuando su destinatario sea una comunidad de propietarios.*

- b) *Que la construcción o rehabilitación de la vivienda a que se refieren las obras haya concluido al menos dos años antes del inicio de estas últimas.*
- c) *Que la persona que realice las obras no aporte materiales para su ejecución o, en el caso de que los aporte, su coste no exceda del 40 por ciento de la base imponible de la operación.*
- d) *Excepcionalmente, en los supuestos de instalación y puesta en funcionamiento de baterías de almacenamiento de energía eléctrica, únicamente se exigirá el cumplimiento requisito previsto en el apartado a". (Sólo se introduciría este último apartado)*

4.5. Se aplica un tipo de IVA reducido a las baterías vinculadas a autoconsumo.

La Directiva (UE) 2022/542 amplió los supuestos a los que resulta de aplicación tipos reducidos de IVA, incorporando una referencia directa a los paneles solares:

El Anexo III de la Directiva 2006/112/CE establece desde 2022:

«10 quater) Suministro e instalación de paneles solares en viviendas familiares, alojamientos y edificios públicos y de otro tipo utilizados para actividades de interés público, y a proximidad de estos". Así, dicha directiva faculta que las baterías vinculadas a una instalación de autoconsumo, tengan un IVA reducido.

Se propone introducir en la Ley del IVA el siguiente texto:

Artículo 91 Ley 37/1992. Tipos impositivos reducidos

"Uno. 6º.d) Los sistemas de almacenamiento eléctrico vinculados a instalaciones de autoconsumo eléctrico que cumplan los siguientes requisitos:

- i. Estarán conectadas a red de distribución de energía eléctrica de baja y de media tensión y no podrán tener una potencia superior a 500 kW
- ii. Que dispongan del "Battery Pass" en los términos del reglamento El Reglamento (UE) 2023/1542 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de julio de 2023,
- iii. Que dispongan de un servicio técnico oficial ubicado en España, con tres años de experiencia, con sociedad propia establecida en la UE que proporcione la asistencia técnica necesaria para garantizar el buen funcionamiento de la instalación, así como su reparación
- iv. Que el fabricantes del sistema de almacenamiento cumpla con los requisitos de ciberseguridad de la NIS2 y se encuentra certificado con la ISO270001 y que sus servidores se encuentren únicamente ubicados en la Unión Europea, garantizando que el control y los datos se realiza exclusivamente en la Unión Europea.
- v. Que el equipo de almacenamiento instalado cumpla con los estándares de ciberseguridad de acuerdo con lo previsto en las normas ETSI 303645, EN18031 e IEC 62443
- vi. Que el equipo de almacenamiento instalado tenga una garantía que responsa ante los defectos del aparato por un plazo de cinco (5) años o, alternativamente, 5.000 ciclos de carga.

5. Propuestas relativas al Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI)

El Impuesto sobre Bienes Inmuebles (en adelante, IBI) está regulado en el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales (en adelante, RDLeg TRLRHL).

El IBI grava el derecho de propiedad sobre bienes inmuebles, así como la titularidad de otros derechos sobre dichos bienes.

Este impuesto está regulado en una norma estatal, pero regula la obtención de recursos públicos por parte de los entes locales. En consecuencia, cualquier medida relativa al IBI debe necesariamente tomar en consideración el impacto en las finanzas de los entes locales. En el caso de que de las medidas adoptadas se derivase un impacto negativo para los entes locales, sería necesario adoptar medidas de compensación. En este apartado se expondrán aquellas medidas que podrían impulsar a los propietarios de inmuebles sitios en España a poner en marcha instalaciones de almacenamiento energético.

5.1 Cuestiones previas

Tabla 5 Cuadro resumen Impuesto sobre Bienes Inmuebles

Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI)		
Tipo de gravam Deducción por instalación de baterías eléctricas		
		Comentario
Quién decide (Competencia Normativa)	Compartida: <ul style="list-style-type: none"> Estado Entes locales 	<ul style="list-style-type: none"> El RDLeg 2/2004 prevé bonificaciones obligatorias (deben aplicarlas todos los municipios) y bonificaciones potestativas (sólo las aplican los municipios que así lo decidan) El Estado debería compensar la pérdida de recaudación asociada a decisiones estatales Desarrollar las dos opciones
Impacto negativo: pérdida de recaudación	Compartida: <ul style="list-style-type: none"> Estado Entes locales 	<ul style="list-style-type: none"> Se propone modificación estatal que garantice la aplicación en todo el Estado español Compensaciones
Impacto positivo		<ul style="list-style-type: none"> Incentivo a la inversión residencial Efecto dinamizador sobre instaladores y empresas locales
Norma a modificar	<ul style="list-style-type: none"> RDLeg 2/2004 y/o Ordenanzas fiscales 	
Medida propuesta	Aplicar deducción en la cuota íntegra del impuesto	Bonificación del 50 % al 90 % en la cuota íntegra del IBI durante 5 años para inmuebles que instalen baterías de almacenamiento eléctrico.

5.2 Propuesta normativa. Artículo 73. Apartado 3.bis del Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.

Se propone introducir en el TRLRHL el siguiente texto:

3.bis. Tendrán derecho a una bonificación de entre el 50 y el 90 por ciento en la cuota íntegra del impuesto, siempre que así se solicite por los interesados antes del inicio de las obras, los inmuebles que hayan instalado y puesto en funcionamiento baterías de almacenamiento eléctrico, tanto de obra nueva como de rehabilitación equiparable a ésta, y no figuren entre los bienes de su inmovilizado. En defecto de acuerdo municipal, se aplicará a los referidos inmuebles la bonificación máxima prevista en este artículo.

A estos efectos, las baterías de almacenamiento eléctrico instaladas y puestas en funcionamiento deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- i. Estarán conectadas a red de distribución de energía eléctrica de baja y de media tensión y no podrán tener una potencia superior a 500 kW
- ii. Que dispongan del “Battery Pass” en los términos del Reglamento (UE) 2023/1542 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de julio de 2023,
- iii. Que dispongan de un servicio técnico oficial ubicado en España, con tres años de experiencia, con sociedad propia establecida en la UE que proporcione la asistencia técnica necesaria para garantizar el buen funcionamiento de la instalación, así como su reparación
- iv. Que el fabricante del sistema de almacenamiento cumpla con los requisitos de ciberseguridad de la NIS2 y se encuentra certificado con la ISO270001 y que sus servidores se encuentren únicamente ubicados en la Unión Europea, garantizando que el control y los datos se realiza exclusivamente en la Unión Europea.
- v. Que el equipo de almacenamiento instalado cumpla con los estándares de ciberseguridad de acuerdo con lo previsto en las normas ETSI 303645, EN18031 e IEC 62443
- vi. Que el equipo de almacenamiento instalado tenga una garantía que responda ante los defectos del aparato por un plazo de cinco (5) años o, alternativamente, 5.000 ciclos de carga.

El plazo de aplicación de esta bonificación comprenderá desde el período impositivo será de cinco años, a contar desde la instalación y puesta en marcha efectiva de la batería eléctrica.

Los ayuntamientos podrán establecer una bonificación de hasta el 50 por ciento en la cuota íntegra del impuesto, aplicable a los citados inmuebles una vez transcurrido el plazo previsto en el párrafo anterior. La ordenanza fiscal determinará la duración y la cuantía anual de esta bonificación.



PROPUESTA DE ENCAJE Y DESARROLLO NORMATIVO PARA EL ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

[Accede al Informe Detallado](#)

4 julio 2025

Resumen ejecutivo¹

La transición energética en España ha logrado importantes avances; sin embargo, su consolidación requiere integrar de forma decidida el almacenamiento energético. Este resulta esencial para maximizar el aprovechamiento de las energías renovables y garantizar que sus beneficios lleguen efectivamente a los consumidores. De lo contrario, persisten desequilibrios horarios en precios y se dificulta el cumplimiento de los objetivos del PNIEC, tanto en penetración renovable como en equidad económica para hogares e industrias.

En este contexto, el reciente RDL 7/2025, pendiente de convalidación a la fecha de redacción del presente documento, ha supuesto importantes avances significativos para el almacenamiento, tanto stand alone como hibridado, en ámbitos como la simplificación administrativa, la prioridad de despacho o cálculo de potencia instalada.

No obstante, ha quedado pendiente un elemento clave de la Directiva (UE) 2024/1711, que actualiza la Directiva 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que introduce el nuevo artículo 10 bis, que reconoce de forma explícita el almacenamiento —vinculado o no a generación— como fuente válida de energía para el “consumo de energía compartida”.

La Directiva (UE) 2024/1711, que actualiza la Directiva 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Esta nueva directiva introduce el nuevo artículo 2.10 bis, que reconoce de forma explícita que se podrá compartir energía sea de origen renovable o almacenamiento: “«10 bis) “consumo de energía compartida”: el autoconsumo por parte de clientes activos de energía renovable: .a) generada o almacenada fuera del emplazamiento o en emplazamientos comunes”. Así pues, se abre la puerta a **hacer del almacenamiento colectivo y compartido una realidad, esté vinculado a una instalación de generación renovable o no.**

En otras palabras, abre la puerta a compartir la energía almacenada del mismo modo en que ya se permite compartir la energía producida por una instalación renovable cercana. Sin embargo, esta puerta abierta recientemente por la modificación de la directiva aún no se ha desarrollado. Si tenemos en cuenta que **el plazo de transposición de esta norma venció el pasado 17 de enero de 2025**, en este caso, la excepción ibérica, la falta de interconexiones y la fuerte penetración de renovables en el mix ibérico habrían aconsejado poner también el acento en este almacenamiento distribuido, compartido y colectivo, equiparando las baterías a las instalaciones renovables y permitiendo compartir energía cuando esta provenga de una fuente renovable o almacenada de proximidad, sin pagar cargos ni peajes (tal como actualmente se permite con el autoconsumo colectivo).

Este cambio normativo europeo refuerza el papel del almacenamiento distribuido, ya sea ubicado detrás del contador, en emplazamientos comunes —clave en un país como España, donde la mayoría de la población reside en edificios plurifamiliares— o en localizaciones próximas, aunque fuera del emplazamiento.

1 Este documento contiene la propuesta de modificación reglamentaria relativa al encaje y desarrollo normativo del almacenamiento distribuido. El informe que sustenta esta propuesta —que incluye el estudio previo, el análisis del marco normativo actual, así como la justificación jurídica de las modificaciones planteadas— puede consultarse en el siguiente enlace: https://drive.google.com/file/d/1Cs4ZPWlpG-PhPxYcG-9a9uTS0BNIPK-F/view?usp=share_link

El almacenamiento distribuido —ya sea a escala doméstica, comunitaria o municipal— es fundamental para maximizar el autoconsumo, reducir las congestiones locales, mejorar la autonomía de los consumidores y aportar flexibilidad operativa a la red desde la demanda. Su no inclusión puede suponer la pérdida de oportunidades y generar desequilibrios en la transición energética, con el riesgo de acentuar aún más su dimensión centralizada.

En consecuencia, resulta necesario adaptar el marco normativo nacional para dar cumplimiento a esta nueva previsión europea. En España, es la normativa de autoconsumo la que traspone y articula de forma práctica la aplicación de la figura de consumo de energía compartida. Por ello, la adecuación reglamentaria propuesta permite, sin necesidad de modificar la Ley del Sector Eléctrico, adaptar la normativa nacional a la nueva directiva europea.

Para hacer efectiva esta inclusión en el marco normativo español, se propone modificar reglamentariamente varios textos clave: **el RD 244/2019, el RD 1183/2020 y el RD 1955/2000**. Si bien se ha contemplado modificaciones de rango legal, la propuesta se centra en modificaciones de carácter reglamentario para hacerlo posible de una forma ágil, aprovechando los procedimientos existentes en autoconsumo colectivo para hacer realidad el almacenamiento colectivo de una forma relativamente sencilla. Estos cambios permitirían implementar mecanismos de compensación simplificada y reparto de la energía absorbida e inyectada a la red por las baterías, eliminando barreras administrativas, y permitiendo aquello que tecnológicamente ya se puede hacer. Para ello, se propone también la creación de nuevas definiciones de carácter reglamentario sobre qué se entiende por almacenamiento distribuido y qué acciones o funciones puede desempeñar dentro del sistema eléctrico. Dichos cambios abren la puerta a una inversión masiva por parte de ciudadanía, entes locales y empresas, en inversiones coparticipadas, en almacenamiento distribuido. De la misma manera que 2018 y 2019 supuso un cambio normativo que ha abierto la puerta a una penetración masiva de autoconsumo (hasta 8GWP), la nueva propuesta permite una penetración masiva de un almacenamiento que añade robustez y resiliencia al sistema.

Se trata, por tanto, de una medida de continuidad y actualización normativa, en beneficio del sistema y los consumidores, que permitirá que el círculo virtuoso de descarbonización y generación de riqueza siga adelante.

Índice de contenidos

Resumen ejecutivo	62
1. Planteamiento y encaje de las propuestas	65
1.1. Beneficios sistémicos del almacenamiento	65
1.2. El impulso del almacenamiento distribuido en la normativa europea	66
1.3. Encaje en la normativa española	68
2. Cuadro de modificaciones normativas propuestas	70

1. Planteamiento y encaje de las propuestas

1.1. Beneficios sistémicos del almacenamiento

La transición energética en España ha logrado avances significativos en los últimos años, consolidando un modelo basado en energías renovables. Para reforzar y consolidar este modelo, y la ventaja que representa a nivel país, el desarrollo del almacenamiento energético resulta esencial.

Según la Hoja de Ruta del Almacenamiento, el país dispone de más de 8,3 GW de capacidad de almacenamiento, de los cuales 6,5 GW corresponden a bombeo hidroeléctrico. No obstante, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establece un objetivo de 22,5 GW para 2030, lo que implica la incorporación de aproximadamente 14 GW adicionales. Gran parte de este incremento debería provenir del almacenamiento mediante baterías, un sector cuyo crecimiento ha sido más lento que en otros países europeos².

El almacenamiento energético desempeña un papel importante en la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico, aspectos técnicos que irrumpieron con fuerza en el debate público tras el suceso del 28 de abril. También permite aplanar la curva de pato en el mercado diario, estabilizando la transmisión del bajo LCOE de las renovables al conjunto de los consumidores. Según datos de Red Eléctrica, España alcanzó un hito con un 55,8% de su mix eléctrico en 2024 cubierto con renovables. La demanda corregida, sin embargo, apenas creció un 1,5% en el mismo año, mientras que la disparidad de precios entre horas solares y no solares sigue en aumento. Más allá de la incertidumbre que ello puede suponer a nivel financiero, y de su posible impacto en el cumplimiento de los objetivos de desarrollo renovable del PNIEC.

Desde una perspectiva política, es importante que los bajos precios de las renovables lleguen al conjunto de los consumidores. Como destaca el Banco de España³, *“una vez que la oferta por parte de las tecnologías inframarginales es suficiente para cubrir la totalidad de la demanda y el precio de dicho tramo horario es cero, los aumentos adicionales de la generación solar o eólica dejan de tener efecto sobre el precio de la electricidad”*.

Como muestra el estudio de beneficios técnico-económicos del despliegue del almacenamiento distribuido y la respuesta de la demanda, elaborado por la Universidad Pontificia de Comillas, las ventajas del almacenamiento no se limitan al mercado diario (OMIE), sino que también pueden reducir de forma sustancial los picos de demanda, especialmente los vinculados a las horas de la tarde. Esto permite mitigar el elevado volumen de inversiones en redes de baja y media tensión que requiere el despliegue renovable previsto en el PNIEC, aliviando así la carga económica asociada al incremento de cargos y peajes en la factura eléctrica de familias e industrias. Este último beneficio, al tener una componente física local, no es atribuible a todo tipo de almacenamiento, sino únicamente al almacenamiento distribuido. Por almacenamiento distribuido se entiende tanto el almacenamiento *“Behind the meter”* como el *“Front of the meter”* ubicado cerca de los centros de consumo⁴, esté o no asociado a unidad generadora eléctrica.

2 [European Market Outlook for Battery Storage](#) de Solar Power Europe.

3 [El impacto de las energías renovables sobre el precio mayorista de la electricidad](#)

4 En los mismos radios que los previstos en la actual normativa para el autoconsumo.

1.2. El impulso del almacenamiento distribuido en la normativa europea

En este contexto, la renovada Directiva Europea 2019/944⁵ del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad ha sido recientemente modificada por la Directiva (UE) 2024/1711 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio de 2024, la cual ha incorporado con fuerza la variable del almacenamiento distribuido, con un desarrollo normativo que supone un espaldarazo al almacenamiento en general y al almacenamiento distribuido en particular.

En esta línea, resulta necesario tener en cuenta los considerandos (22), (23) y (24) de la Directiva (UE) 2024/1711, que modifican las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 en relación con la mejora de la configuración del mercado eléctrico de la Unión (en adelante, “Directiva (UE) 2024/1711”) ya que abordan aspectos relevantes sobre la participación de los consumidores en esquemas colectivos de generación, almacenamiento y consumo de energía.

El considerando (22) destaca el valor del consumo de energía compartida como herramienta de resiliencia frente a la volatilidad de precios, de empoderamiento para consumidores vulnerables o en situación de pobreza energética, y como mecanismo para fomentar la inversión privada en renovables. Además, establece las bases para la participación flexible de pequeños consumidores mediante señales de precio y almacenamiento.

Por su parte, el considerando (23) reconoce el derecho de los clientes activos que posean, arrienden o alquilen instalaciones de almacenamiento o generación de energía a compartir el exceso de producción, de forma remunerada o gratuita, y a promover la participación de otros consumidores, incluso mediante instalaciones colectivas de hasta 6 MW. En el caso de instalaciones de mayores dimensiones a PYMES, esta capacidad también se limita a 6 MW, debiendo compartirse dentro de una zona geográfica local. Los pagos por la energía compartida pueden realizarse directamente o mediante plataformas automatizadas, y todo el proceso debe basarse en acuerdos privados o gestionarse a través de una entidad jurídica.

En el propio considerando 23 se establece que En el propio considerando 23 se establece que

“Los clientes activos que posean, arrienden o alquilen una instalación de almacenamiento o generación de energía deben tener derecho a compartir el exceso de producción, de forma remunerada o gratuita, y empoderar a otros consumidores para que se conviertan en clientes activos. (...)”

La definición de «cliente activo» se recoge en **el artículo 2, apartado 8**, el cual señala que es un cliente final, o un grupo de clientes finales que actúan colectivamente, que consume o almacena electricidad generada dentro de sus locales situados en un ambiente confinado o autogenerada o electricidad compartida en otros locales, o que vende electricidad autogenerada o participa en sistemas de flexibilidad o de eficiencia energética, siempre que esas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional. Esta definición incorporada mediante la Directiva (UE) 2024/1711, abre la puerta a modelos en los que varias personas o entidades comparten sistemas de almacenamiento, dejando cierto margen a los Estados miembros para el desarrollo de la figura.

5 [Versión consolidada](#) publicada a partir del 16/07/2024

También, merece la pena mencionar **el artículo 15, apartado 5**, relativo a clientes activos, el cual prevé que los Estados miembros velarán por que los clientes activos que posean una instalación de almacenamiento: a) tengan derecho a una conexión a la red en un plazo razonable a partir de la solicitud, siempre que se cumplan todas las condiciones necesarias, como las responsabilidades de balance y un esquema de medida adecuado; b) no estén sujetos a ninguna duplicación de gastos, incluidas las tarifas de acceso a la red, para la electricidad almacenada que permanezca en sus instalaciones o a la hora de prestar servicios de flexibilidad a los gestores de redes; c) no estén sujetos a requisitos o tasas de concesión de licencias desproporcionados; y d) estén autorizados a prestar varios servicios al mismo tiempo, cuando sea técnicamente viable.

Por otro lado, el considerando (24) señala que el consumo de energía compartida permite a varios clientes activos utilizar colectivamente electricidad renovable autogenerada o almacenada e inyectada a la red. Los Estados miembros deben garantizar la existencia de la infraestructura digital que permita vincular administrativamente el consumo individual con dicha energía compartida, reduciendo así el coste de la factura energética. A su vez, indica que la distribución de la energía producida se asigna a los consumidores en función de perfiles de carga, utilizando métodos de cálculo que pueden ser fijos o adaptables, según lo acuerden los participantes. Los clientes activos son financieramente responsables de los desequilibrios que causen, aunque pueden delegar esta responsabilidad. Además, estos clientes conservan todos los derechos y obligaciones establecidos en la Directiva (UE) 2019/944.

En coherencia con lo anterior, una de las modificaciones más relevantes introducidas por la Directiva (UE) 2024/1711 es la inclusión del nuevo artículo 10 bis) a) en la Directiva (UE) 2019/944, que homologa almacenamiento a generación cuando explícitamente dice que se considere

“consumo de energía compartida”: el autoconsumo por parte de clientes activos de energía renovable: a) generada o almacenada fuera del emplazamiento o en emplazamientos comunes mediante una instalación que posean, arrienden o alquilen total o parcialmente”.

En primer lugar, es importante destacar que el régimen aplicable no puede ni debe quedar restringido exclusivamente a la generación de energía. Debe hacerse extensivo también a la energía proveniente de instalaciones de almacenamiento. Si la Directiva hubiera querido limitar su alcance únicamente a la generación, el término “almacenamiento” no habría sido incluido. Y, en caso de haber querido aclarar que la energía generada podría también almacenarse, habría utilizado una formulación distinta, como por ejemplo: “...y, en su caso, almacenada...”. Sin embargo, el legislador europeo, con pleno conocimiento de causa, opta deliberadamente por la expresión “generada o almacenada”, lo que refleja una voluntad clara de abarcar ambas posibilidades.

En segundo lugar, conviene precisar que el concepto de almacenamiento distribuido no puede ni debe equipararse exclusivamente al almacenamiento detrás del contador (behind the meter o BTM). Si bien el almacenamiento BTM constituye una modalidad dentro del almacenamiento distribuido, no agota su alcance. Así lo evidencia la propia definición normativa, que contempla de forma expresa otras ubicaciones posibles, como:

- La ubicación “fuera del emplazamiento”, lo que hace referencia al almacenamiento *front of the meter*. Este podría estar conectado, por ejemplo, a una red de media tensión dentro de un entorno industrial, siempre que la energía almacenada esté destinada a compartirse —en este caso, entre distintas empresas.
- La ubicación “en emplazamientos comunes”, como sería el caso de un edificio de propiedad horizontal, en el que la energía almacenada podría ser compartida entre los vecinos participantes del propio edificio.

Finalmente, debe subrayarse que los modelos de negocio vinculados al autoconsumo y a la compartición de energía deben poder superar el límite físico de la propiedad del consumidor o consumidores implicados. Esto se refiere a que la instalación desde la que se realiza la compartición puede ser poseída, arrendada o alquilada, ya sea total o parcialmente, por dichos consumidores. En este sentido, ya se pronuncia el artículo 5.2 del Real Decreto 244/2019, que ha contribuido significativamente a la consolidación de diversos modelos de negocio y al desarrollo de numerosas instalaciones bajo esta modalidad.

1.3. Encaje en la normativa española

En España, la legislación incorpora, por medio del autoconsumo, la aplicación práctica de definiciones recogidas en la Directiva del mercado interior, tales como “cliente activo”, “consumo de energía compartida”, y los amplios beneficios y posibilidades que su articulado atribuye a estas figuras.⁶

- Participación de sistemas de almacenamiento en la gestión de la demanda: el artículo 49 de la LSE

Para valorar adecuadamente la participación del almacenamiento energético en los servicios de gestión de la demanda, resulta especialmente relevante lo dispuesto en el artículo 49 de la Ley del Sector Eléctrico (LSE), relativo a dicha gestión. Este artículo establece que:

“Las empresas eléctricas, los consumidores y el operador del sistema, en coordinación con otros agentes, podrán realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos. Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, bien directamente o a través de comercializadores o agregadores independientes, podrán participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción o gestión de la demanda de acuerdo con lo que reglamentariamente se determine”.

En la actualidad, existe una clara necesidad de incrementar el almacenamiento energético, no solo vinculado a la generación, sino también al consumo. En este sentido, resulta lógico y necesario promover un modelo de almacenamiento colectivo orientado al sector doméstico y terciario, que permita acumular energía en horarios en los que el sistema presenta excedentes o el precio es más bajo, y suministrarla a los CUPS vinculados en horas de mayor demanda. Este sistema contribuiría, además, a descongestionar las redes de baja y media tensión.

⁶ Véanse en particular art.4, segunda frase, que reconoce explícitamente la compatibilidad y compaginación de contratos de suministro ordinarios y acuerdos de consumo de energía compartida, el art. 15.2 derechos de los consumidores y el art. 15 bis 4 derechos de los clientes activos que participen en el consumo de energía compartida.

No obstante, el carácter facultativo que deriva del artículo 49 requiere de un modelo y de un desarrollo reglamentario que habilite de forma clara un modelo de almacenamiento colectivo, permitiendo la redistribución de la energía almacenada.

Por ello, se considera especialmente relevante la habilitación de dicho artículo para la implementación de medidas concretas que fomenten la gestión de la demanda y clarifiquen las condiciones de participación de las instalaciones de almacenamiento en estos servicios.

Sin perjuicio del debate sobre si la vinculación al autoconsumo agota o no el margen de aprovechamiento de las posibilidades que brindan las directivas para compartir energía, lo cierto es que la directiva conmina, sin ningún tipo de duda, extender el régimen aplicable al consumo de energía compartida (en España, el autoconsumo) también a la energía “almacenada”, esté o no vinculada a generación.

Tras un análisis detallado del artículo 9 de la LSE y del RD 244/2019 y de otras normas reglamentarias, se concluye que la vía de la modificación reglamentaria resulta válida y suficiente para este fin. En consecuencia, a continuación se presentan una serie de propuestas destinadas a posibilitar la integración del almacenamiento distribuido en el marco del autoconsumo, transponiendo el nuevo enfoque europeo en relación al consumo compartido de energía almacenada, únicamente a través de normas de rango reglamentario.

2. Cuadro de modificaciones normativas propuestas

JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO PROPUESTO	PROPUESTA DE REDACTADO (supresiones y añadidos marcados en azul)
<p>Alumbramiento de la definición de almacenamiento distribuido en el marco de la definición de instalación de generación del RD 244/2019</p> <p>Como se explica en mayor detalle en el apartado de planteamiento y encaje de las propuestas, la nueva Directiva (UE) 2024/1711 —que actualiza la Directiva 2019/944— hace necesario adaptar el marco regulatorio del autoconsumo para reconocer que, el consumo compartido de energía no se refiere únicamente a energía generada, sino que ha de llegar también a energía almacenada, vinculada o no a generación. Esta actualización normativa permite que el almacenamiento distribuido quede integrado, desde el inicio, en el régimen de autoconsumo compartido regulado por el Real Decreto 244/2019, sin necesidad de modificar la Ley del Sector Eléctrico, que es donde el legislador español ha ido encajando los conceptos consumo compartido de energía que prevé la Directiva 2019/944.</p> <p>Se plantea, por tanto, alumbrar la definición del almacenamiento distribuido en el marco reglamentario del RD 244/2019 por ser la vía más adecuada y coherente para transponer el nuevo enfoque europeo. Esta elección se apoya, además, en las siguientes razones:</p> <p>1. Coherencia sistémico-normativa:</p> <p>El almacenamiento distribuido puede entenderse como una variante válida de las “<i>instalaciones próximas al consumo y asociadas a los mismos</i>”, recogidas en el artículo 9.1 de la Ley del Sector Eléctrico (LSE). El propio artículo 9.2 habilita a desarrollar reglamentariamente este concepto “<i>Reglamentariamente se</i></p>	<p>Artículo 1. Objeto.</p> <p><i>El presente real decreto tiene por objeto establecer:</i></p> <p>[...]</p> <p>2. <i>La definición del concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.</i></p> <p>3. <i>El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.</i></p> <p>[...]</p> <p>Artículo 3. Definiciones.</p> <p><i>A los efectos de la regulación relativa al autoconsumo contenida en el presente real decreto, se entenderá por:</i></p> <p><i>b) Instalación de generación: Instalación encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria. A los efectos de esta norma, también se entenderá por instalación de generación aquellas destinadas al almacenamiento distribuido, 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 o industriales⁷, que podrán operar inyectando energía a la red o sin inyectarla. Por tanto, estas instalaciones de almacenamiento pueden operar en cualquiera de las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 4 del presente Real Decreto.</i></p> <p><i>A efectos de este real decreto, las instalaciones de almacenamiento podrán actuar de forma independiente o asociada con instalaciones de producción a partir de una fuente de energía primaria, siendo aplicables en ambos casos las disposiciones relativas a las instalaciones de generación en lo que respecta a su operación, medida y gestión de la energía.</i></p>

7 Definición de los sistemas BtM de IRENA

desarrollará el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo”, y lo hace utilizando deliberadamente la expresión genérica “instalaciones”.

Una atenta y sistémica revisión del RD 244/2019 muestra que la forma más adecuada y coherente de encajar la definición de almacenamiento distribuido en esta norma es dentro del término instalación de generación. Como ya prevé la propia arquitectura del RD 244/2019, instalación de generación e instalación de producción no son términos opuestos, sino que una instalación de generación será de producción cuando sus características técnicas así lo determinen. Así, al integrar el almacenamiento distribuido en la definición de instalación de generación, se garantiza que la coherencia y arquitectura normativa sean extensivas a esta tecnología, en línea con por ejemplo el art. 168.4, y con ello la aplicabilidad de los requerimientos que, en cada caso, procedan conforme a la normativa vigente.

En lo que se refiere a la caracterización tecnológica del almacenamiento, la definición propuesta utiliza la misma que el artículo 6 h) de la LSE.

2. Perspectiva económica:

Extender el régimen económico del autoconsumo compartido a la energía procedente de almacenamiento distribuido impulsaría el desarrollo de este tipo de soluciones, que no cuentan con economías de escala como las instalaciones stand alone grandes. Éstas, además, si son de más de un 1MW, podrían tener acceso a las ayudas de la Orden TED/535/2025, de 27 de mayo.

Las instalaciones más pequeñas, que tienen costes más elevados de ubicación y conexión al situarse cerca de los

c) 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.

Adicionalmente, también tendrán consideración de instalaciones de producción aquellas instalaciones de generación que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, aun no estando inscritas en el registro de producción, cumplan con los siguientes requisitos:

- i. Tengan una potencia no superior a 100 kW.*
- ii. Estén asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo.*
- iii. Puedan inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.*

[...]

g) Instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas: Instalación de producción o generación destinada a generar o almacenar 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:

- i. Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.*
- ii. Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.*
- iii. Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.*

*También tendrá la consideración de instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a través de la red, aquella planta **instalación** de generación que empleando exclusivamente tecnología fotovoltaica o de almacenamiento ubicada en su totalidad en la cubierta o en el interior de una o varias edificaciones, en suelo industrial o en estructuras artificiales existentes o futuras cuyo objetivo principal no sea la **generación o almacenamiento de electricidad**, esta se conecte al consumidor o consumidores a través de las líneas de transporte o distribución y siempre que estas se encuentren a una distancia inferior a 5.000 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.

puntos de consumo, aportan al sistema achatando la curva de demanda como las grandes, pero también, y esto es exclusivo del almacenamiento distribuido, reduciendo el volumen de inversiones en redes.

La integración en el marco del RD 244/2019 no va en contra de la sostenibilidad financiera del sistema, pues no se exime del pago de cargos y peajes en la carga inicial desde la red, es decir la que el propietario del sistema de almacenamiento distribuido adquiere mediante el correspondiente contrato de suministro, y —como cuantifica ampliamente el estudio de la Universidad de Comillas—, generan considerables ahorros al sistema.

Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan la condición i de esta definición se denominarán instalaciones próximas de red interior. Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan las condiciones ii, iii o iv de esta definición se denominarán instalaciones próximas a través de la red.

h) Potencia instalada: A excepción de las instalaciones fotovoltaicas y los sistemas de almacenamiento, será la definida en el artículo 3 y en la disposición adicional undécima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores.

En el caso de sistemas de almacenamiento, la potencia instalada será la máxima que el sistema puede absorber o entregar a la red o a la instalación receptora, expresada en kW o MW.

Para sistemas de almacenamiento híbridos que se conecten en el lado de la corriente continua compartiendo inversores con instalaciones de generación, no se computará incremento de potencia instalada a efectos de tramitación administrativa, puesto que dicha configuración no modifica la capacidad máxima de inyección del inversor a la red eléctrica, sino que únicamente aumenta las horas equivalentes de funcionamiento de la instalación.

j) Servicios auxiliares de producción:

[...]

ii. Se trate de instalaciones de generación con tecnología renovable destinadas a para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo y su potencia instalada sea menor de 100 kW.

iii. En el caso de instalaciones de almacenamiento se entenderá que la generación se realiza con tecnología renovable cuando se disponga de certificados de garantías de origen renovable por la energía cargada en el sistema de almacenamiento.

iv. En cómputo anual, la energía consumida por dichos servicios auxiliares de producción sea inferior al 1 % de la energía neta generada por la instalación.

[...]

Asimismo, se propone añadir **nuevas definiciones** adicionales en el artículo 3, que se presentan en color azul para facilitar su identificación:

cc) Instalación de almacenamiento distribuido: conjunto de equipos e instalaciones destinados a almacenar energía eléctrica en un momento determinado para su utilización en un momento posterior al de su producción o captación inicial.

	<p>dd) Capacidad de almacenamiento: cantidad máxima de energía eléctrica, expresada en kWh, que la instalación de almacenamiento puede almacenar cuando está completamente cargada, de acuerdo con las especificaciones técnicas del fabricante.</p> <p>ee) Potencia nominal de almacenamiento: potencia máxima, expresada en KW, a la que la instalación de almacenamiento puede inyectar energía a la red o absorberla de la misma forma sostenida. En el caso de sistemas bidireccionales, se considerará la mayor de las potencias de carga o descarga. Esta potencia se utilizará como referencia para los límites establecidos en las distintas modalidades de autoconsumo, así como para los requisitos de acceso y conexión.</p>
<p>Encaje del almacenamiento distribuido en las modalidades preexistentes RD 244/2019</p> <p>Del enfoque anterior se deriva la procedencia y conveniencia de no tener que crear nuevas modalidades de autoconsumo, sino mantener las ya vigentes. Para ello se hace necesario realizar un ajuste del art. 4, art. 5 y del art. 7.</p> <p>Por otro lado, el apartado 5 de este mismo artículo 4, indica que “<i>Los sujetos acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo reguladas podrán acogerse a cualquier otra modalidad distinta, adecuando sus instalaciones y ajustándose a lo dispuesto en los regímenes jurídicos, técnicos y económicos regulados en el presente real decreto y en el resto de normativa que les resultase de aplicación</i>”.</p> <p>Al respecto, es necesaria una adaptación de la norma para que <u>todo almacenamiento</u> pueda acogerse a la <u>modalidad con excedentes acogida a compensación</u>. De esta manera, incluso las instalaciones de almacenamiento no asociadas a</p>	<p>Artículo 4. Clasificación de modalidades de autoconsumo.</p> <p>1. Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:</p> <p><i>a) Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor⁸.</i></p> <p><i>b) Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. Se considerará también dentro de esta modalidad a los sistemas de almacenamiento distribuido próximos y/o asociados a instalaciones de consumo, que podrán inyectar energía a la red, independientemente de la existencia de una instalación de generación asociada. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.⁹</i></p> <p>Las instalaciones de generación que sean instalaciones de almacenamiento distribuido deberán cumplir con los requisitos aplicables a cada modalidad de autoconsumo conforme a lo previsto en el presente real decreto para poder acogerse a ellas.</p>

8 NOTA ACLARATORIA. En los casos de generación a través de almacenamiento distribuido no asociado a instalaciones de producción a partir de una fuente de energía renovable, podrá existir un segundo sujeto distinto al consumidor, en calidad de titular de la instalación de almacenamiento. Esta aclaración no modifica el régimen previsto en la LSE, sino que adapta el artículo a nuevas configuraciones técnicas.

9 NOTA ACLARATORIA. En los casos de generación a través de almacenamiento distribuido no asociado a instalaciones de producción a partir de una fuente de energía renovable, podrá existir un segundo sujeto distinto al consumidor, en calidad de titular de la instalación de almacenamiento. Esta aclaración no modifica el régimen previsto en la LSE, sino que adapta el artículo a nuevas configuraciones técnicas.

2. La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, se divide en:

a) *Modalidad con excedentes acogida a compensación:* Pertenecerán a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes, así como aquellos supuestos en los que el titular de una instalación de almacenamiento no asociadas a instalaciones de autoconsumo opte por acogerse a dicho mecanismo. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:

i. *La fuente de energía primaria sea de origen renovable.* En el caso de las instalaciones de almacenamiento, este requisito se entenderá cumplido únicamente cuando la totalidad de la energía utilizada para la carga del sistema de almacenamiento cuente con garantías de origen renovable. A tal efecto, podrá acreditarse mediante la presentación de un contrato de suministro eléctrico en el que la totalidad de la energía esté cubierta por garantías de origen renovable, o bien mediante la acreditación, por parte de la comercializadora, de que dispone de certificados de garantía de origen renovable correspondientes a la energía cargada en dicho sistema.

ii. *La potencia total de las instalaciones de producción o generación asociadas o, en su caso, la potencia nominal de los sistemas de almacenamiento no sea superior a 100 kW.* En caso de disponer de instalaciones de almacenamiento asociadas, se considerará la potencia máxima que el conjunto de la instalación puede entregar a la red.¹⁰

iii. *Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.*

iv. *El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.*

v. *La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.”*

Artículo 5.2 Requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo.

[---]

2. *En cualquier modalidad de autoconsumo, con independencia de la titularidad de las instalaciones de consumo y de generación, incluyendo en su caso las instalaciones de almacenamiento el consumidor y el propietario de la instalación de generación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes.*

10 El artículo 9.5. de la LSE restringe los mecanismos de compensación simplificada a las instalaciones con potencia no superior a 100 kW. Esta limitación legal es aplicable tanto a instalaciones de autoconsumo como a las instalaciones de almacenamiento que se pretenden equiparar a estas, y no puede ser modificada mediante desarrollos reglamentarios sin una reforma previa de la LSE. Por ello, la propuesta mantiene este umbral de 100 kW como referencia para ambos tipos de instalaciones, utilizando la potencia nominal como parámetro para los sistemas de almacenamiento.

	<p>Artículo 7.b) Acceso y conexión a la red en las modalidades de autoconsumo.</p> <p>[...]</p> <p><i>b) En relación con las instalaciones de generación, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores:</i></p> <p><i>i. Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.</i></p> <p><i>ii. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.</i></p> <p><i>iii. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, los sujetos productores a los que no les sea de aplicación lo dispuesto en el apartado ii. anterior, deberán disponer de sus correspondientes permisos de acceso y conexión por cada una de las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo de las que sean titulares.</i></p> <p>IV. Para sistemas de almacenamiento, se considerará la potencia nominal del sistema como criterio para la aplicación de las exenciones anteriores.</p>
<p>Adaptación en materia de equipos de medida</p> <p>La regulación de los equipos de medida prevista en los arts. 10 a 12 del RD 244/2019 resultarán de aplicación a las instalaciones de almacenamiento distribuido en tanto que definidas como instalaciones de generación, tal y como se detalla en la primera fila de este cuadro.</p> <p>En el caso del almacenamiento distribuido no es necesario disponer de un contador adicional de generación, al poder medirse tanto la importación como la exportación a través del contador bidireccional. El sistema de almacenamiento, al menos cualquier sistema de almacenamiento eléctrico, necesitará este contador para medir la energía que toma de la red y por la que paga los correspondientes cargos y peajes.</p> <p>Se propone realizar una exención en el art. 10.3 del RD 244/2019 que prevé la obligatoriedad de disponer de contador de generación cuando se realice autoconsumo colectivo o cuando la generación sea próxima a través de la red, toda vez que ya tendrá en el contador bidireccional capacidad de medida tanto para importación como exportación.</p>	<p>Artículo 10. Equipos de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo.</p> <p>1. Los sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo dispondrán de los equipos de medida necesarios para la correcta facturación de los precios, tarifas, cargos, peajes de acceso y otros costes y servicios del sistema que les resulten de aplicación.</p> <p>El encargado de lectura aplicará, en su caso, los correspondientes coeficientes de pérdidas establecidos en la normativa.</p> <p>2. Con carácter general, los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo deberán disponer de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera o, en su caso, un equipo de medida en cada uno de los puntos frontera.</p> <p>3. Adicionalmente, las instalaciones de generación deberán disponer de un equipo de medida que registre la generación neta en cualquiera de los siguientes casos:</p> <p><i>i. Se realice autoconsumo colectivo.</i></p> <p><i>ii. La instalación de generación sea una instalación próxima a través de red.</i></p> <p><i>iii. La tecnología de generación no sea renovable, cogeneración o residuos.</i></p> <p><i>iv. En autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, si no se dispone de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2.</i></p>

	<p>v. Instalaciones de generación de potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA.</p> <p>No obstante lo anterior, lo dispuesto en los apartados i y ii no será de aplicación cuando se trate de instalaciones de almacenamiento distribuido que cuenten con un equipo de medida bidireccional.</p> <p>[...]</p>
<p>Precisión en cuanto a cargos y peajes</p> <p>Al integrar las instalaciones de almacenamiento en la regulación del autoconsumo como una nueva modalidad, les resultará de aplicación el mismo régimen en cuanto a los cargos y peajes, el cual se encuentra regulado en el art. 9.5 LSE y art. 17.1 RD 244/2019.</p>	<p>Artículo 17. Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo.</p> <p>1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo peajes.</p> <p>En aquellos casos en los que la instalación de generación consista en una instalación de almacenamiento distribuido, se entenderá que la energía es de origen renovable cuando la totalidad de la energía utilizada para la carga del sistema de almacenamiento cuente con las correspondientes garantías de origen renovable,</p> <p>A tal efecto, podrá acreditarse mediante la presentación de un contrato de suministro eléctrico en el que la totalidad de la energía esté cubierta por garantías de origen renovable, o bien mediante la acreditación, por parte de la comercializadora, de que dispone de certificados de garantía de origen renovable correspondientes a la energía cargada en dicho sistema de almacenamiento.</p> <p>[...]</p> <p>[Redactado alternativo: "En el caso de instalaciones de almacenamiento, este requisito se entenderá cumplido cuando la energía utilizada para la carga esté acreditada mediante certificados de origen renovable o, su comercializadora disponga de certificados de garantía de origen renovable por dicha energía."]</p>
<p>Creación de una sección específica en el registro de autoconsumo</p> <p>Para facilitar el seguimiento del despliegue del almacenamiento distribuido, y manteniendo el pleno respeto al reparto competencial en materia de registros, se propone añadir al art. 20 RD 244/2019 una sección específica a tal fin en el Anexo II del RD 244/2019. La posible actuación de datos que el Ministerio pudiere solicitar a las CCAA, en su caso, quedaría amparada por el art. 20.2.</p>	<p>Artículo 20. Inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.</p> <p>[...]</p> <p>6. Las instalaciones de almacenamiento distribuido, tanto con excedentes como sin excedentes, que operen de forma independiente a las instalaciones de producción a partir de una fuente de energía primaria, se inscribirán en la sección correspondiente del Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica, como parte del régimen aplicable a las instalaciones de generación.</p> <p>Adicionalmente, se creará un registro específico de instalaciones de almacenamiento distribuido con fines estadísticos y de seguimiento tecnológico, que no supondrá requisitos adicionales para su puesta en servicio.</p> <p>Anexo II</p>

	<p><i>Estructura del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica y de los datos que deberán ser remitidos por las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla</i></p> <p><i>La estructura del registro administrativo y del fichero de intercambio de información será la siguiente:</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>Datos de la instalación de generación</i></p> <p><i>Tecnología del generador de acuerdo con artículo 2 del RD 413/2014, de 6 de junio y, en su caso, combustible emplead, o, en su caso, tecnología de almacenamiento.</i></p> <p><i>Potencia instalada del equipo generador o, en su caso, o de almacenamiento independiente (KW).</i></p> <p><i>Datos de la instalación de almacenamiento (solo si dispone de ella sólo en los casos de almacenamiento vinculado a otra fuente de generación)</i></p> <p><i>Potencia instalada de salida (kW).</i></p> <p><i>Energía máxima almacenada (kWh)</i></p>
<p>Adaptación del RD 1955/2000 para evitar potenciales contradicciones normativas</p> <p>Esta adaptación tiene por finalidad única y exclusiva evitar que por contradicción o incoherencia normativa se bloqueara en la práctica el despliegue del almacenamiento distribuido alumbrado en el RD 244.</p> <p>Habida cuenta de la importancia del art. 79.3 del RD 1955 y de que el mismo ya contiene un segundo párrafo de excepciones, se ha encajado aquí, y de forma acotada la excepción propuesta, ciñéndola al almacenamiento distribuido, y no como concepto o solución técnica de alcance interpretable, sino vinculada expresamente a la definición de la figura legal en el RD 244.</p>	<p>Artículo 55. Capacidad de acceso a la red de transporte.</p> <p>[...]</p> <p>En el caso de las instalaciones de almacenamiento, los criterios para la determinación de la capacidad de acceso considerarán tanto la potencia máxima de inyección y extracción, expresada en megavatio (MW), como la capacidad energética del sistema, expresada en Megavatio-hora (MWh).</p> <p>El operador del sistema establecerá en los procedimientos de operación los criterios técnicos específicos para evaluar la capacidad de acceso de estos sistemas, atendiendo a sus particularidades y su contribución a la seguridad, flexibilidad y eficiencia del sistema eléctrico.</p> <p>Artículo 79. Condiciones generales.</p> <p>[...]</p> <p>3. <i>El contrato de suministro es personal, y su titular deberá ser el efectivo usuario de la energía, que no podrá utilizarla en lugar distinto para el que fue contratada, ni cederla, ni venderla a terceros.</i></p> <p><i>Se exceptúan de estas limitaciones las empresas distribuidoras a las que sea de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, y aquellos otros sujetos que lo vinieran realizando con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, siempre y cuando estuvieran autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, así como a los titulares de instalaciones de almacenamiento distribuido definidas como instalaciones de generación en el artículo 3 del Real Decreto 244/2019.</i></p>

Artículo 115. Necesidad de autorización.

[...]

4. En relación con la necesidad y tramitación de autorizaciones administrativas, las instalaciones de almacenamiento que directa o indirectamente estén conectadas a las redes de transporte y distribución y puedan inyectar energía a las mismas, solas o híbridadas tendrán el mismo tratamiento de instalaciones de generación de electricidad.

Las instalaciones de almacenamiento que no puedan inyectar energía a la red por disponer de un sistema antivertido, asociadas a modalidades de autoconsumo sin excedentes, individual o colectivo, quedarán exentas de las autorizaciones exigidas a las instalaciones de generación, requiriendo únicamente la tramitación administrativa establecida para las instalaciones de autoconsumo sin excedentes.

[...]

6. Para los sistemas de almacenamiento, se considerarán como parámetros técnicos relevantes tanto la potencia instalada, expresada en megavatio (MW), como la capacidad energética, expresada en megavatio-hora (MWh), debiendo especificarse ambos valores en todas las autorizaciones y trámites administrativos.

7. Los sistemas de almacenamiento con una potencia instalada inferior a 100 kW y una capacidad energética inferior a 250 kWh que estén asociados a instalaciones de autoconsumo o generación renovable estarán sujetos únicamente al régimen de declaración responsable previsto en el artículo 124 bis, siempre que se cumplan los requisitos técnicos y de seguridad establecidos reglamentariamente.

Artículo 168. Registro de instalaciones de almacenamiento.

4. 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.

Las instalaciones de almacenamiento sin capacidad de inyección a la red deberán registrarse en la sección específica del Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica correspondiente a la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

Adicionalmente, se creará un registro específico de instalaciones de almacenamiento distribuido con fines estadísticos y de seguimiento tecnológico, sin que ello implique requisitos adicionales para su puesta en servicio.

Adaptación del RD 1183/2020 para evitar potenciales contradicciones normativas

La inclusión del almacenamiento distribuido dentro del marco del autoconsumo implica que el almacenamiento sin excedentes (como por ejemplo un sistema ubicado en el sótano de un edificio plurifamiliar, es decir en esos “*emplazamientos comunes*”

Artículo 2. Definiciones.

k) Capacidad de acceso: será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red por una instalación de generación de electricidad, absorbida de la red o, en su caso, almacenada, por una instalación de demanda de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y en el contrato de técnico acceso.

o) Capacidad de almacenamiento: Cantidad máxima de energía eléctrica que un sistema de almacenamiento puede acumular y entregar, medida en kilovatio-hora (kWh) o megavatio-hora (MWh).

introducidos expresamente por la Directiva (UE) 2024/1711) también pueda beneficiarse de la exención de solicitar acceso y conexión para generación siempre que instale el dispositivo antivertido en los términos ya regulados en el RD 244/2019.

Por lo que se refiere a permisos de acceso y conexión para demanda, que como instalaciones de almacenamiento habrán de tramitar los titulares de estas instalaciones, procede valorar, a efectos de garantizar la coherencia normativa, si ya existen exenciones en este sentido. El art. 17 hace referencia a los consumidores que cumplan con los requisitos del 25.1 del Real Decreto 1048/2013, es decir a los *nuevos suministros o ampliación de los existentes de hasta 100 kW en baja tensión y 250 kW en alta tensión, en suelo urbanizado que con carácter previo a la necesidad de suministro eléctrico cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.*

Se ha previsto pues la aplicación en idénticos términos a los titulares de instalaciones de almacenamiento distribuido, únicamente por lo que al acceso y conexión de la demanda, que no de generación, se refiere.

Por último merece la pena recordar que lo indicado en este apartado no afectará a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de los que sea titular el OS, pues en virtud del art. 3.2 RD 1183/2020, el cual establece que: *“Este real decreto no será de aplicación a las instalaciones de almacenamiento en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de los que sea titular el operador del sistema, de acuerdo con lo establecido en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.”*

[...]

i) Instalación de generación de electricidad: una instalación que se compone de uno o más módulos de generación de electricidad y/o, en su caso, de una o varias instalaciones de almacenamiento de energía, conectados todos ellos a un punto de la red a través de una misma posición, con independencia de que las instalaciones de almacenamiento inyecten o no energía a la red.

[...]

m) Potencia instalada de una instalación de generación: la definida en el artículo 3 y, en su caso, en la disposición adicional undécima, 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.

En el caso de las instalaciones de almacenamiento, la potencia instalada será la correspondiente a la potencia máxima que el sistema pueda absorber o entregar a la red o a la instalación receptora, expresada en kilovatio (kW) o megavatio (MW).

Artículo 6. Criterios generales del procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión.

[...]

2. Las solicitudes de permisos de acceso y de conexión para instalaciones de generación de electricidad se realizarán para dicha instalación, es decir, para el conjunto de módulos de generación de electricidad y/o almacenamiento que formen parte de la misma, de conformidad con lo previsto en el artículo 2.

Para las instalaciones de almacenamiento, cuya consideración como instalaciones de generación se establece en el artículo 3 del Real Decreto 244/2019, la solicitud de acceso y conexión se realizará tomando como referencia tanto la potencia máxima de energía que puede ser almacenada, y en su caso, inyectada a la red.

Artículo 17. Exenciones a la obtención de los permisos de acceso y de conexión.

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, estarán exentas de obtener permisos de acceso y de conexión:

a) Las instalaciones de generación, incluidas las de almacenamiento, de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

b) En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción, incluidas las de almacenamiento, de potencia igual o inferior a 15 kW, que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.

c) Las instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica sin capacidad de inyección a la red, independientemente de si forman parte o no de una instalación de autoconsumo.

2. Adicionalmente, estarán exentos de la obtención de permisos de acceso y de conexión los consumidores que cumplan los requisitos establecidos en el artículo 25.1 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Asimismo, estarán exentos de la obtención de permisos de acceso y conexión, en lo relativo a los derechos de acceso para demanda, los titulares de instalaciones de almacenamiento distribuido definidas en el artículo 3 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, con una potencia instalada de hasta 100 kW en baja tensión y 250 kW en alta tensión, siempre que se ubiquen en suelo urbanizado que, con carácter previo a la solicitud de acceso, cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.

Artículo 23. Garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de generación de electricidad.

1. Para las instalaciones de generación de electricidad, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso y conexión a la red de transporte, o en su caso a la red de distribución, deberá presentar, ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación, resguardo acreditativo de haber depositado, con posterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, una garantía económica por una cuantía equivalente a 40 €/kW instalado. En el caso de instalaciones de almacenamiento, se considerará como referencia la potencia nominal del sistema.

Artículo 23. bis. Garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de demanda.

1. Desde el 28 de diciembre de 2023, para las instalaciones de demanda de electricidad, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso y conexión a la red de transporte, o en su caso a la red de distribución, deberá presentar, ante el órgano competente en energía de las comunidades autónomas donde se ubique la instalación de consumo, resguardo acreditativo de haber depositado una garantía económica por una cuantía equivalente a 40 €/kW solicitado. En el caso de las instalaciones de almacenamiento la garantía a presentar con anterioridad a la solicitud de acceso para la demanda de electricidad será de 20 euros/kW solicitado. En el caso de autoconsumo a través de una instalación de almacenamiento no asociada a instalaciones de producción a partir de una fuente de energía primaria, resultará de aplicación la garantía de 20 euros/ kW solicitado.

[...].

Clarificación del ámbito de aplicación de la Circular 1/2024 respecto al almacenamiento distribuido como demanda

Las instalaciones de almacenamiento que no inyecten energía a las redes de transporte y distribución no les aplica el RD 1183/2020 y, consiguientemente, conforme al referido art. 1 de la Circular 1/2024, tampoco les resultaría de aplicación esta última.

Lo cierto es que una instalación de almacenamiento que no vaya a inyectar energía a la red se conectaría asociada a punto de consumo, sea existente o nuevo, en cuyo caso dicho punto de consumo se tramitará por la Circular 1/2014, conforme al art. 2.1 a) i) de la Circular que se refiere a los consumidores como sujetos solicitantes de permisos de acceso y conexión.

El RD 1183/2020 regula el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad, estableciendo criterios y procedimientos para las instalaciones con excedentes que requieren acceso a la red. Sin embargo, el almacenamiento sin excedentes no cuenta con una regulación específica dentro de este marco ni dentro de la Circular 1/2024, lo que ha generado incertidumbre para el despliegue de baterías a nivel distribuido.

Para facilitar la integración del almacenamiento en el sistema eléctrico, se propone modificar la Circular 1/2024 para considerar a los sistemas de almacenamiento que no inyecten energía a la red como instalaciones de demanda. Esto permitiría que los sistemas de almacenamiento se beneficien de un tratamiento normativo que facilite su conexión a la red sin que se les impongan las mismas obligaciones que a los productores de energía.

A su vez, su condición de instalación de demanda no excluye que dicha instalación pudiese reasignar energía -como si de un autoconsumo colectivo sin excedentes se tratase- a aquellos que estuvieran conectados en una red interior.

Artículo 1. Objeto.

Esta circular tiene por objeto establecer la metodología y las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución por parte de las instalaciones que vayan a demandar energía eléctrica de la red a la que se conecten y que, en virtud de lo establecido en Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, tengan la obligación de obtener permisos de acceso y conexión a la red para poder conectarse a dichas redes.

Así mismo, también resultará de aplicación a las instalaciones de almacenamiento que demanden energía eléctrica de la red y que, aun estando incluidas en el marco del Real Decreto 244/2019 como instalaciones de generación, no estén sujetas al Real Decreto 1183/2020 por no inyectar energía a la red.



**MEDIDAS
REGULATORIAS PARA
IMPULSAR LA FLEXIBILIDAD
DESCENTRALIZADA**

3 julio 2025

Índice de contenidos

1. Introducción	84
2. Propuestas relativas a la participación en mercados de operación	87
2.1 Cuestiones previas	87
2.2. Pruebas para poder participar como agente de mercado	89
2.3.1. Zonas de regulación	92
2.3. Reserva terciaria (mFRR)	93
2.4. Restricciones Técnicas	94
2.5. Servicio de Respuesta Activa de la Demanda	94
2.5.1. Modificación del PO 14.4.	95
2.6. Intercambio de medidas en tiempo real	96
3. Mercados de energía	98
3.1. Mercado de capacidad	98
3.2. Futuros mercados locales y de flexibilidad	101
4. Planificación del sistema	101
Referencias	103

1. Introducción

En la legislación europea la flexibilidad se entiende como: *la capacidad de un sistema eléctrico para ajustarse a la variabilidad de las pautas de generación y consumo y de la disponibilidad de la red, en los correspondientes horizontes temporales del mercado.»*

Esta capacidad que responde de forma dinámica a las variaciones existentes entre generación y demanda para mantener la estabilidad en la red en los sistemas eléctricos. Esto incluye diferentes características en cuanto a tiempos de respuesta a la hora de equilibrar los sistemas ante diferentes marcos temporales que pueden ir desde los segundos, horas y días, a los equilibrios estacionales en un mismo horizonte anual.

La flexibilidad de los sistemas eléctricos para su adecuación a variaciones en estos equilibrios ha sido tradicionalmente proporcionada por generadores térmicos o grandes unidades de hidráulica gestionable. Sin embargo, las nuevas tecnologías que están penetrando en el sistema eléctrico tienen la capacidad de proporcionar flexibilidad también. Así, la generación renovable, el almacenamiento y la demanda flexibles tiene la capacidad de responder y aportar flexibilidad al sistema tanto a nivel de grandes unidades o de forma descentralizada y agregada. Mientras que algunas de estas tecnologías ya participan en estos servicios, la demanda y los recursos distribuidos todavía no están participando y aportando su potencial teórico esperado.

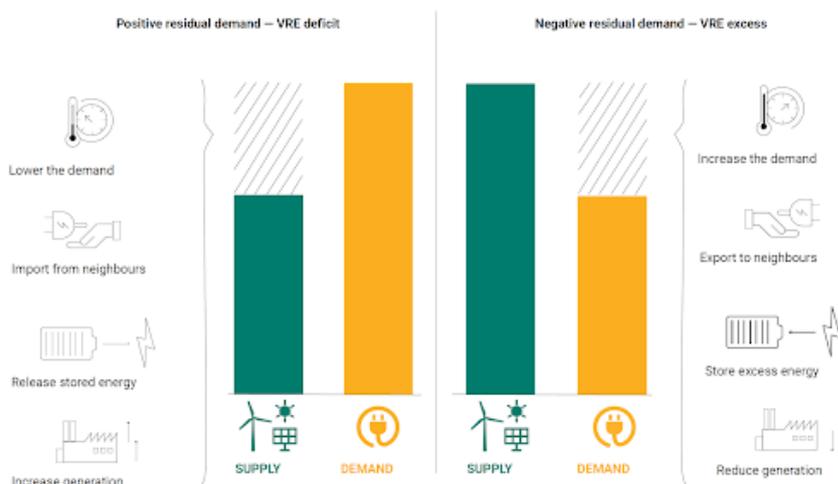


Figura 1 Flexibilidad. Fuente: ACER, 2024¹

La penetración renovable y la electrificación de la demanda plantea un nuevo reto a la hora de operar los sistemas eléctricos de forma fiable y adecuada. Por ello, se estima que para 2030 el sistema eléctrico en Europa requerirá más del doble de la cantidad actual de recursos de flexibilidad. La Agencia Europea para la Coordinación de reguladores de la Energía (ACER) estima que la demanda de flexibilidad en el sistema eléctrico aumentará considerablemente en términos diarios (2,4 veces), semanales (1,8 veces) y anuales (1,3 veces) respecto a sus requerimientos en 2021.

1 EEA/ACER Report 09/2023. Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system

La flexibilidad explícita del sistema viene reflejada y remunerada en los diferentes mecanismos de operación gestionados por el operador del sistema como son los mercados de regulación secundaria, terciaria y restricciones técnicas. También se esperan mecanismos existentes y planteados como el Servicios de Regulación Activa de Demanda (SRAD) y el futuro mercado de capacidad. Por otro lado, se espera que las baterías y la gestión de la demanda respondan de forma implícita a los precios de mercado aportando esa flexibilidad.

Aunque parte de la flexibilidad del sistema será proporcionada mediante recursos que han venido prestando estos servicios, es necesario facilitar la participación de gran cantidad de recursos que se encuentran actualmente bloqueados de prestar este servicio de forma competitiva, aportando reducciones de precios al sistema y por tanto permitiendo mayores penetraciones renovables y menores costes para los consumidores. Esto es debido a que para participar en estos mercados es necesario disponer de Unidades de Programación (UPs) mínimas de 1 MW agregado, una cantidad que puede dificultar la participación de recursos distribuidos de menor tamaño, y unas necesidades de telemida muy estrictas para recursos distribuidos, no siempre exigidas en otros sistemas, que ejercen de barrera de entrada a estos recursos.

Esto va en línea con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2024/1747 del parlamento europeo y del consejo de 13 de junio de 2024 por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión

“Además, los mercados de la electricidad a corto plazo deben garantizar que los proveedores de servicios de flexibilidad a pequeña escala puedan participar, reduciendo el tamaño mínimo de la oferta.”

Por tanto, el objetivo de este informe es plantear una serie de cambios normativos que faciliten la participación de recursos distribuidos y de menor tamaño en la estabilidad del sistema eléctrico mediante la prestación de la flexibilidad de la que disponen. Para ello se plantea tal y como indican las recomendaciones de las directivas europea la reducción de los criterios de habilitación como proveedores de servicios y la ampliación de las posibilidades de participación. Estos objetivos se basan en la reducción de los requisitos de tamaño para la participación de recursos flexibles distribuciones, facilidades en la medida, medición y comunicación y la reducción de tamaños para interactuar con el operador de sistema como proveedor de estos servicios.

De esta forma se pretenden reducir las barreras de entrada existentes para la provisión de flexibilidad de forma descentralizada para facilitar la entrada a nuevos actores, como los agregadores, el acceso a un potencial conjunto de recursos energéticos distribuidos.

Por otro lado, se plantea que los Planes Integrados de Energía y Clima incluyan de objetivos de flexibilidad por tecnologías y escalas de tamaño previamente a la entrada en vigor de las normativas europeas que obligarán a estos cálculos, además de proveerlo de una forma más granular para mandar señales a los agentes del sistema eléctrico. Presentando objetivos de participación de recursos distribuidos en la proporción de flexibilidad diaria, semanal y estacional. Por otro lado, se sugiere la inclusión de métricas de uso de la flexibilidad y OPEX en los nuevos marcos retributivos de las redes de transporte y distribución.

La siguiente tabla presenta un resumen de las modificaciones propuestas y su impacto en las diferentes legislaciones existentes, principalmente los Procedimientos de Operación del operador del sistema.

Tabla 1 Cuadro resumen medidas fiscales propuestas para el impulso de las baterías de almacenamiento de energía eléctrica

Modificación	Medida Propuesta	Legislación afectada
UPs de 0,1 MW	Posibilitar que existan unidades a la vista de REE de 0,1 MW para facilitar su posterior participación en mercados sin límite de CUP mínimo	PO 3.1.
UP demanda con submetering	Contadores específicos para procesos flexibles para que puedan aportar flexibilidad al sistema	PO 3.1.
Pruebas para servicios de regulación con unidades de 0,1 MW	Modificación del tamaño de la unidad de programación para realizar pruebas para participar en servicios del operador de red tanto en regulación secundaria como terciaria	PO 3.8.
Participación en regulación secundaria con UPs de 0,1 MW	Reducir los tamaños mínimos de participación en mercados de regulación secundaria para facilitar su participación en estos servicios	PO 7.2.
Reducción zona de control a 10 MW	Reducir los requisitos para acreditarse como zona de control ante REE para poder participar en mercados del operador de sistema	Resolución de 25 de abril de 2024, de la CNMC
Participación en regulación terciaria con UPs de 0,1 MW	Reducir los tamaños mínimos de participación en mercados de regulación terciaria para facilitar su participación en estos servicios	PO 7.3
Participación en restricciones técnicas con UPs de 0,1 MW	Reducir los tamaños mínimos, necesario localmente, de participación en mercados de restricciones técnica para facilitar su participación en estos servicios	PO 3.3.
Participación en SRAD con unidades de programación de 0,1 MW	Reducir los tamaños mínimos de participación en el SRAD para facilitar su participación en estos servicios	PO 7.5.
Reducir los tiempos de envío de medidas para las UPs y validez del submetering	Reducir los tiempos de envío de medidas al operador del sistema para UPs de demanda habilitadas a regulación terciaria	PO 9.2./PO 3.1.
Participación en el futuro mercado de capacidad	Reducir el tamaño mínimo de participación en mercados de restricciones técnica para facilitar su participación en estos servicios	Propuesta de Orden del Mercado de Capacidad
Objetivos de flexibilidad	Plantear objetivos de flexibilidad por tecnología en los próximos planes integrados de energía y clima	Propuesta de Orden del Mercado de Capacidad

2. Propuestas relativas a la participación en mercados de operación

Las principales propuestas de este informe de flexibilidad de la demanda flexible se centran en facilitar que activos más pequeños participen en servicios de regulación con menores requerimientos de centro de control y necesidades individuales. Eliminar barreras para la participación de este tipo de recursos ayudaría a disponer de un potencial de recursos flexibles que son competitivos a nivel de coste. De esta manera, si la regulación facilitase la participación de todo tipo de activos del sector eléctrico, estas pequeñas unidades descentralizadas puedan generar beneficios de forma agregada al sistema tal y como está ocurriendo en otros sistemas de estados miembro.

En la línea de lo planteado por ACER:

“ACER considera que la granularidad de las ofertas se planteará en 0,1 MW, el esfuerzo técnico para disminuir el tamaño de oferta a 0,1 MW debería de ser mínimo a nivel técnico.

Por ello, ACER propone modificar las cantidades mínimas de oferta en los productos estándares de balance, para facilitar que al menos una oferta de cada BSP ser menor de 1 MW pero no menor que 0,1 MW”

Por ello los cambios normativos se centran en facilitar la participación de recursos flexibles y descentralizados mediante las reducciones de los valores mínimos de oferta estándar, facilitando así niveles menores de agregación mediante conexiones específicas a procesos o elementos detrás del contador y permitiendo el submetering en procesos o consumos flexibles. Además, se plantean actuaciones en reducciones y simplificaciones en los envíos de información a tiempo real en aquellos servicios con un elemento energético y con rangos de actuación cuartohorarios y con tiempo previo de notificación.

2.1 Cuestiones previas

Para la habilitación como proveedores de servicios es necesario modificar la regulación actual en cuanto a las Unidades de Programación que son necesariamente mayores de 1 MW en su visibilidad con red eléctrica. Para ello, se plantean las modificaciones de la definición de las mismas mediante la modificación del Anexo II de P.O. 3.1. Proceso de programación. Esta reducción en la visibilidad de las UPs del sistema permite la posterior modificación de otros procedimientos de operación para poder facilitar la participación en mercados mediante modificaciones en los mismos.

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

- *En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 0,1 MW, cada uno de los conjuntos de instalaciones, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que pertenezcan a la misma agrupación y siempre que la suma de las potencias instaladas sea superior a 0,1 MW. En este caso, si estas instalaciones se encontraran en la misma agrupación que otra instalación superior a 0,1 MW, participante en el mercado y BRP, el conjunto se podrá constituir en una única UF diferenciada.*

Dispondrán de una única unidad física agregadora por unidad de programación, sin localización eléctrica específica y unívoca, por tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que englobará:

- Tanto a las instalaciones individuales que no forman parte de una agrupación de potencia instalada inferior o igual a 0,1 MW.*
- Como a los conjuntos de instalaciones de la misma agrupación cuya suma de potencia instalada sea inferior o igual a 0,1 MW, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP.*

Tratamiento individualizado de instalaciones por razones de seguridad.

Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación y seguridad del sistema las características específicas de alguna instalación o conjunto de instalaciones hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el OS o por el gestor de la red de distribución:

- Las instalaciones o conjunto de instalaciones integradas en unidades físicas agregadoras podrán disponer de unidades físicas específicas diferenciadas.*
- Las instalaciones o agrupaciones cuya suma de potencia neta instalada sea superior a 0,1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas.*

En concreto, se plantea la modificación del Artículo 2.2. del anexo para facilitar la participación de la demanda flexible en los diferentes mercados del operador del sistema mediante la modificación del tamaño de mínima demanda solicitada tanto en general como en la participación en restricciones técnicas. Además, se plantea la inclusión de una disposición en la que se permite la medición específica de ciertos procesos o consumos flexibles. Esto está asociado a la reducción de costes al eliminar la necesidad de instalar contadores en tensiones superiores al permitir flexibilizar procesos/consumos flexibles individuales en grandes consumidores comerciales e industriales y permitir separar consumos flexibles como baterías *behind the meter* o vehículos eléctricos.

2.2 Unidades de programación de demanda

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

- Una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 0,1 MW.*
- Una única unidad física para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 0,1 MW.*

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo o consumos flexibles específicos mediante su medida con contadores o información obtenida mediante equipos específicos que permitan la transmisión de información en tiempo real tal y como se indica en el PO 9.2.

Las unidades de programación de demanda de comercializadores deberán constituir una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 0,1 MW con localización eléctrica específica en caso de participación en el proceso de solución de restricciones técnicas o por una unidad física integrada por la agregación de cada uno de los CUPS de potencia contratada menor de 0,1 MW con localización eléctrica específica en caso de participación en el proceso de solución de restricciones técnicas.

2.2. Pruebas para poder participar como agente de mercado

En caso de ser posible convertirse en UPs de 0,1 MW en contraposición al 1 MW actual, es necesario facilitar los procesos de realización de pruebas ante el operador del sistema para poder participar como agentes de mercado. Las pruebas se realizan ante el operador de mercado y habilitan a UPs a poder participar en los diferentes servicios demandados por REE. Los diferentes procedimientos de habilitación se determinan en el P.O. 3.8. y se propone su modificación para acoplarlas a la participación de otras unidades más pequeñas.

Para ello se plantea tanto la modificación de artículo 5 del P.O. 3.8. para facilitar las pruebas en servicios de regulación secundaria, como el artículo 6 que habilita a los servicios de regulación terciaria y con ello a los servicios de restricciones técnicas, SRAD y previsiblemente el futuro mercado de capacidad.

Se plantean las siguientes modificaciones:

“El OS utilizará las telemidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos.”

“Para las unidades de programación de demanda, en el caso de no disponer de telemidas en tiempo real, el OS utilizará la suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores de dicha unidad de programación, en caso de exigir telemida esta podrá ser obtenida por la telemida del proceso habilitado para la participación en mercados de operación”

5. Pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

5.2 Requisitos previos a la realización de las pruebas.

2) Las unidades físicas que soliciten la realización de pruebas de manera conjunta deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Todas las unidades físicas intercambian información en tiempo real con el OS a través del mismo centro de control de generación y demanda.*
- El conjunto de unidades físicas pertenece a la misma unidad de programación.*
- La suma en valor absoluto de la potencia máxima del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta es superior a 0,1 MW e inferior o igual a 1.000 MW.*

6. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución RR.

6.2 Requisitos previos a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución (RR)

2) Las unidades físicas que soliciten la realización de pruebas de manera conjunta deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Todas las unidades físicas intercambian información en tiempo real con el OS a través del mismo centro de control de generación y demanda.
- El conjunto de unidades físicas pertenece a la misma unidad de programación.
- La suma en valor absoluto de la potencia máxima del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta es superior a 0,1 MW e inferior o igual a 1.000 MW.

2.3. Reserva secundaria (aFRR)²

La reserva secundaria es un servicio opcional, con un tiempo de respuesta de entre 20 segundos y 15 minutos. Su propósito es cancelar desviaciones de los programas de funcionamiento y mantener la frecuencia del sistema en su valor de referencia. Este servicio se remunera a través de mecanismos de mercado mediante dos términos disponibilidad y activación.

Actualmente, para poder participar en estos servicios, es necesario darse de alta como proveedor de servicios de balance. Para ello se deben cumplir una serie de requisitos:

- Unidades de programación de generación, demanda o almacenamiento con capacidad mínima de oferta igual a 1 MW.
- Unidades de programación Anexo II del procedimiento de operación PO. 3.1.
- Cumplimiento de los requisitos de intercambio de información con el operador del sistema.
- Las Unidades Físicas que la conforman deberán haber superado las pruebas específicas para la participación en el correspondiente servicio de balance (PO 3.8).

Las unidades de programación con una capacidad mínima de 1 MW que soliciten ser proveedoras de los servicios de balance podrán estar formadas por una o varias unidades físicas, que a su vez podrán estar constituidas por una instalación o por un conjunto de estas, conforme a lo previsto en el Anexo II del procedimiento de operación PO. 3.1. y superar las pruebas para su habilitación dentro de una zona de regulación del PO 3.8.

Debido a que las baterías y ciertas cargas con componentes electrónicos y conexión remota tienen capacidad de proporcionar respuestas rápidas resulta clave la reducción de estos requerimientos de tamaño conforme a lo indica en la normativa europea para facilitar su participación en estos servicios. Por ello, se plantea la modificación del Anexo I artículos 1 y 2 del P.O. 7.2.

ANEXO I

Ofertas en el mercado de reserva y en el mercado de energía secundaria

1. Mercado de reserva de regulación secundaria.

1.1 Principales características del producto/oferta reserva secundaria.

Producto reserva secundaria	Mercado de reserva
Periodo de validez.	15 min.
Dirección.	A subir o a bajar.
Cantidad mínima.	0,1 MW.
Cantidad máxima.	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes
Granularidad.	0,1 MW.
Localización.	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España.
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación.	0 min
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MW.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes

2. Mercado de energía de regulación secundaria.

2.1 Principales características del producto/oferta energía secundaria aFRR.

Modo de activación:	Automática.
Tipo de activación:	Programada.
Tiempo de activación (FAT):	5 min.
Periodo de desactivación:	Menor o igual en duración al FAT
Tamaño mínimo de la oferta:	0,1 MW.
Granularidad.	0,1 MW.
Tamaño máximo de la oferta:	9999 MW

Localización:	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC, de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez/entrega:	15 minutos.
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación:	4 seg.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MW.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes
Resolución del periodo de tiempo:	15 min.
Número máximo bloques por sentido:	25.

2.3.1. Zonas de regulación

La interlocución con el operador del sistema para proporcionar servicios de regulación implica la habilitación como zona de regulación, un requisito para el que actualmente es necesario cumplir con unos requisitos donde conforme los procedimientos actuales, los proveedores de servicios de regulación secundaria deben cumplir unos requisitos técnicos donde el tamaño mínimo sea de 100 MW habilitados para la participación en el mercado de regulación secundaria, teniendo en cuenta la suma de reserva habilitada a subir y a bajar.

Con la posibilidad de habilitar UPs de menores tamaños, se plantea la necesidad de reducir a su vez las necesidades de volumen de recursos agregados para ser un centro de control. De esta forma se permitiría un aumento de participantes en estos mercados proporcionando mayores niveles de competencia y facilitando procesos innovadores en la habilitación de recursos como ya se está dando con la participación de recursos renovables a gran escala.

Por tanto, se propone que estas zonas de regulación tengan que cumplir criterios de escala menores y que por tanto un proveedor de servicios de balance pueda convertirse en una zona de regulación disponiendo de 10 MW habilitados para la participación en el mercado de regulación secundaria, teniendo en cuenta la suma de reserva habilitada a subir y a bajar. Para ello se plantea modificar el artículo 7 de la Modificación de la Resolución de 25 de abril de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance Mari y Picasso.

Segundo. Síntesis de la adaptación propuesta por el operador del sistema

Revisión del artículo 7 para contemplar los siguientes aspectos:

Se incorpora que el proveedor del servicio de regulación secundaria deberá estar formado exclusivamente por unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio, en línea con el artículo 16 del Reglamento EB y se modifica la potencia mínima requerida para ser proveedor de regulación secundaria, que pasa de 100 MW instalados a 10 MW habilitados.

2.3. Reserva terciaria (mFRR)

La regulación terciaria es un servicio opcional con una oferta obligatoria para los participantes habilitados y con disponibilidad. El objetivo es restaurar la reserva de regulación secundaria que se ha utilizado. La respuesta debe ser completa en no más de 15 minutos y debe haber capacidad para mantener la acción durante hasta 29 minutos. Al igual que en la regulación secundaria, la capacidad de suministro para participar en este servicio debe ser superior a 1 MW. En la regulación terciaria, solo se otorga el pago por energía.

A día de hoy, las unidades de programación con una capacidad mínima de 1 MW que soliciten ser proveedoras de los servicios de balance podrán estar formadas por una o varias unidades físicas, que a su vez podrán estar constituidas por una instalación o por un conjunto de estas, conforme a lo previsto en el Anexo II del procedimiento de operación PO. 3.1. y superar las pruebas para su habilitación dentro de una zona de regulación del PO 3.8.

Debido a que las baterías y ciertas cargas con componentes electrónicos y conexión remota tienen capacidad de proporcionar respuestas rápidas resulta clave la reducción de estos requerimientos de tamaño conforme a lo indica en la normativa europea para facilitar su participación en estos servicios. Por ello, se plantea la modificación del Anexo I artículos 1 y 2 del P.O. 7.3.

ANEXO I

Ofertas de energías de balance de tipo mFRR

1. Principales características generales del producto/oferta mFRR

Tipo de activación:	Programada o directa.
Tiempo de activación (FAT):	12,5 min.
Tamaño mínimo de la oferta:	0,1 MW.
Granularidad.	0,1 MW.
Tamaño máximo de la oferta:	9999 MW
Duración mínima del periodo de entrega	5min
Localización:	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC, de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez/entrega	Para activaciones programadas, la activación se produce únicamente en el minuto de la activación programada. Para activaciones directas, éstas pueden producirse en cualquier minuto de los siguientes 15 minutos posteriores al minuto de la activación programada.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MW.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes

2.4. Restricciones Técnicas

Las Restricciones Técnicas están asociadas a cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía. Estos cambios ocurren “en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.”

Las restricciones y la solución a estas restricciones tienen un carácter geográfico localizado debido a que tiene en cuenta la situación física de las redes. Para participar en este mercado las unidades de programación con una capacidad mínima de 1 MW que soliciten ser proveedoras de los servicios de balance podrán estar formadas por una o varias unidades físicas, y estar habilitadas para la provisión de regulación terciaria tal y como se indica en el PO 3.8.

Debido al carácter de energía, su tiempo previo de aviso, la antelación que tiene este mercado y su especificidad local se plantea la relajación de los criterios de tamaño y envío de información a tiempo real para poder resolver unas restricciones cada vez más presentes en el sistema. En línea con lo planteado en la modificación de PO 3.1 y PO 3.8. presentada en el apartado 2.1 y 2.3. respectivamente para habilitar recursos de 0,1 MW para prestar servicios de restricciones técnicas mediante su habilitación en servicios de terciaria tal y como se indica en el PO 3.2

6.2.1 Medios para el reequilibrio generación-demanda.

Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción y de generación asociada a autoconsumo, y unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica, que cumplan al menos una de las siguientes condiciones:

- 1. Haber superado las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución.*
- 2. Estar habilitada para participar en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en una fecha anterior a la de entrada en vigor de las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español aprobadas mediante Resolución de la CNMC.*

2.5. Servicio de Respuesta Activa de la Demanda

En cuanto al nuevo mecanismo SRAD del operador del sistema definido en el PO 7.5, se plantea una reducción de los tamaños de participación y de la no necesidad de enviar comunicaciones en tiempo real con el operador del sistema. debido al carácter energético y no de operación en tiempo real que tiene este servicio. Las modificaciones para permitir unidades más pequeñas de demanda y menores requisitos de comunicación se plantean para incrementar la cantidad de recursos que puedan aportar a este sistema y debido a que el SRAD es un mercado de energía sin implicaciones en la operación directa de los servicios de balance debido al tiempo existente entre notificación del evento a responder y la respuesta que está acotada a una serie de horas.

Sumado a los cambios planteado por parte del operador del sistema de pasar a que el servicio tenga que ser prestado durante dos horas consecutivas y menos cantidad de horas al año permitirá una mayor cantidad de recursos en el sistema, tendiendo probablemente a menores costes totales del sistema.

5. Proveedores del servicio.

Podrán participar en este servicio todas aquellas unidades de programación de demanda incluidas en el apartado 2.2 del anexo II del procedimiento de operación 3.1, que cumplan los requisitos de habilitación establecidos en este procedimiento.

- a) Cada unidad de programación proveedora del servicio estará integrada por una o más unidades físicas. Asimismo, cada unidad física se corresponderá con una instalación de demanda y estará compuesta por los Códigos Universales de Punto de Suministro (CUPS) de los que disponga la instalación de demanda.*
- b) Cada instalación de demanda (identificada por sus CUPS y organizada en una unidad física) que integre la unidad de programación proveedora del servicio deberá acreditar individualmente una capacidad de oferta mayor o igual a 0,1 MW en los periodos de prestación del servicio.*

Y la eliminación del apartado d) debido a la no necesidad de intercambiar información en tiempo real ya que es un servicio de energía y no de operación a tiempo real.

- d) Cada unidad de programación proveedora del servicio y cada instalación de demanda integrada en la misma intercambiarán información en tiempo real con el operador del sistema a través de un centro de control habilitado por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en el procedimiento de operación 9.2. La solicitud al OS del intercambio de información se debe realizar al menos diez días hábiles antes del primer día del periodo de prestación del servicio.*

7.1 Presentación de ofertas.

Cada oferta podrá contener como máximo 50 bloques, los cuales podrán ser divisibles o indivisibles. El valor mínimo de potencia ofertado por cada bloque será de 0,1 MW. Los bloques divisibles podrán ser reducidos en su valor de potencia ofertada en el proceso de asignación durante la subasta.

2.5.1. Modificación del PO 14.4.

De la propuesta de modificación del P.O. 14.4, proponemos cambiar la manera en que se liquida el incumplimiento para permitir que no haya necesidad de teledemanda para permitir el uso de las medidas horarias de las UPs existentes.

18.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda

En cada hora, se verificará que la unidad de programación dispone de la potencia activa a subir asignada en la subasta. El incumplimiento de la disponibilidad dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPBANRAD} = - \text{PNODISP} \times \text{PMBANRAD} \times k$$

siendo:

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta.

PNODISP = Potencia media horaria incumplida cuartohoraria = $\sum \text{ciclo PNODISP}_{\text{hora}} / \text{NC}$

_K = Factor de penalización; su valor será 1 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es menor o igual al 10% de la suma de las potencias horarias asignadas a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio; su valor será 1,5 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es mayor al 10% de la suma de las potencias horarias asignada a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio.

donde:

PNODISP_{ciclo} = Diferencia positiva por hora entre la potencia asignada menos el valor absoluto de la medida en el punto frontera elevada a barras de central. Si el valor absoluto de la medida es superior a la potencia asignada, este valor será cero. Para la elevación a barras de central se considerarán los coeficientes de pérdidas publicados por Resolución de la CNMC para el peaje de acceso 6.1TD por defecto, o un valor de pérdidas que refleje de forma ponderada las pérdidas de las unidades físicas que componen la UPs.

NC = Número de ciclos de lectura de en la hora, desde 4 para medidas de contadores con capacidad de medición horaria.

No se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida los periodos horarios en los que no se requiera la aplicación del servicio.

Tampoco se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida las horas donde se haya producido la activación del servicio y las dos horas posteriores a dicho periodo. En caso de que la activación se produzca en el primer cuarto de hora, tampoco se considerará la hora anterior al periodo de activación.

En caso de activación del servicio, se verificará que el PHFC de la unidad es suficiente para activar la totalidad de la potencia asignada (el redespacho es igual a la potencia asignada en la subasta). En caso de que no fuera suficiente, se considerará incumplida la potencia correspondiente a la energía no activada:

OPBANRAD = PNODISPact × PMBANRAD

donde:

PNODISPact = min (0, ERADS - BANRAD)

2.6. Intercambio de medidas en tiempo real

Finalmente, una barrera para la agregación y participación de recursos de menor tamaño que podrían reducir los costes totales del sistema aportando su flexibilidad al sistema es la necesidad de proporcionar telemidas cada 12 segundos para poder participar como proveedor de servicios de regulación del sistema, particularmente aquellos relacionados con entregas de energía en periodos con horizontes temporales cuartohorarios. Por ello, se plantea una modificación del P.O. 9.2. asociado a los plazos de provisión de la información y publicación, permitiendo que las UPs de demanda y menores puedan habilitarse comunicando la información disponible en el equipamiento de medida actual y que trabaja mediante granularidad cuartohoraria, la misma que se emplea para la facturación y el cálculo de los costes de desvíos. Además, se plantea que para mercados de energía como el SRAD estas medidas en tiempo real no sean necesarias debido a su uso en mercados de energía y no de operación.

PO 9.2.

8. Plazos de provisión de la información y publicación

El resto de la información en tiempo real se pondrá en el servidor de comunicaciones, a disposición del OS, con una periodicidad de al menos 12 segundos sin establecer ningún tipo de umbral de variación en el valor de la medida.

De forma justificada y para la participación de unidades de programación conectadas a las redes de distribución en servicios de balance de energía con tiempos de respuesta superiores a los cinco minutos, la periodicidad del envío de la medidas será de al menos 15 minutos, excepto en el caso del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda, servicio en el que no es necesario disponer de la telemida en tiempo real.

11. Criterios de incumplimiento

11.1 Criterios de validación de calidad de telemidas de potencia activa y de potencia reactiva recibidas en tiempo real.

[...]

- *Energía horaria registrada de potencia activa para la hora h (EHRPh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía exportada» Activa Saliente o la «energía consumida» Activa Entrante en el punto frontera de la instalación según el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, o en caso de unidades de programación de demanda constituidas por diferentes unidades físicas con las medidas en el punto frontera o específicas de estas unidades físicas.*
- *Energía horaria registrada de potencia reactiva para la hora h (EHRQh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía generada» Reactiva Saliente o la «energía absorbida» Reactiva Entrante en el punto frontera de la instalación según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, o en caso de unidades de programación de demanda constituidas por diferentes unidades físicas con las medidas en el punto frontera o específicas de estas unidades físicas.*

3. Mercados de energía

Tal y como ya se permite en el mercado mayorista ofertas de 0.1 MW de forma cuartohoraria, los mercados de capacidad deberían de facilitar la participación de Unidades de Programación menores que cumplan con los requisitos ya existentes.

3.1. Mercado de capacidad

En el caso de los futuros mercados de capacidad se plantean las modificaciones de la propuesta de Orden de bases de tal forma que la información exigida sea la misma que la que se plantea para participar en mercados diarios o la arriba planteada para la provisión de servicios de regulación asociados a la entrega de energía durante periodos cuartohorarios que además cuenta con un elemento de comunicación temporal previa elevada. Esta forma de provisión de servicios tiene como objetivo asimilar el futuro mercado de capacidad a aquellos existentes en otros sistemas.

Se considera que el requerimiento de comunicación de medida en tiempo real a través del centro de control de generación y demanda autorizado para las instalaciones de demanda detallado en la Propuesta de resolución del procedimiento de operación de aplicación del servicio de capacidad debe ser suprimido. Como el propio proyecto de Orden y la propuesta de P.O. indican, estas instalaciones se activan con 3 horas de preaviso (es decir, no se operan en tiempo real) y las liquidaciones de la prestación del servicio se llevan a cabo en función de la medida de contador recogida por la distribuidora.

En este sentido, la Memoria tampoco aporta justificación alguna a la necesidad de disponer de medida en tiempo real para la prestación del servicio, lo cual, pone en cuestión el propio requerimiento. A parte, mercados de capacidad en países como Inglaterra o Francia no requieren de telemida en tiempo real.

Además, se expone la necesidad de dar cabida al agregador independiente en este mercado con el objetivo de disponer de agentes que permitan y utilicen recursos flexibles. Se debe tener en cuenta que los activos gestionados por estos agentes pueden variar durante el tiempo de aplicación del mercado de capacidad y por ello se tiene en cuenta que los agregadores han de cumplir sus obligaciones contraídas con el mercado, pero no ha de ocurrir con las mismas unidades de programación. Por ello, se amplía la definición de las instalaciones de demanda y como acogerse a diferentes tipos de subastas.

Por ello se proponen las siguientes modificaciones a la propuesta de orden quedando en el redactado siguiente:

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

1. Esta orden resultará de aplicación a todas las personas, físicas o jurídicas que, cumpliendo con todos los requisitos y obligaciones establecidas en esta orden ministerial, participen en el esquema de concurrencia competitiva planteada por esta orden y que se constituyan como proveedores del servicio de capacidad regulado en esta orden. En concreto, podrán participar en el mercado de capacidad los siguientes sujetos del sistema eléctrico, directamente o a través del representante con el que participa en el mercado organizado de producción :

d) Los sujetos que presten servicios de agregación de la demanda, incluidos los comercializadores de energía eléctrica y agregadores independientes, que puedan participar en todos los mercados de producción de energía eléctrica al tiempo de la celebración de las correspondientes subastas de capacidad previstas en esta orden.

- e) *Los sujetos que presten servicios de agregación de oferta, incluidos los comercializadores de energía eléctrica y agregadores independientes, pudiendo agregar autoconsumos simplificados y no, que puedan participar en todos los mercados de producción de energía eléctrica al tiempo de la celebración de las correspondientes subastas de capacidad previstas en esta orden.*

Artículo 3. Definiciones

Potencia firme: Potencia activa media, en MW, que, a efectos de esta orden, una instalación de generación, almacenamiento, demanda o de agregada puede aportar para la cobertura de la demanda de energía eléctrica, en función de las características intrínsecas de disponibilidad y fiabilidad asociadas a cada tecnología o agregación de ellas de referencia. Para cada tecnología de referencia, la potencia firme de una determinada instalación se obtendrá como el producto de su potencia instalada por su correspondiente coeficiente de firmeza. En el caso de instalaciones híbridadas la potencia firme se calculará como la suma de las potencias instaladas de cada uno de sus módulos por los correspondientes coeficientes de firmeza de cada una de las tecnologías. En todo caso, la potencia firme de cada instalación no podrá ser superior a la capacidad de acceso que tenga otorgada.

Artículo 5. Mercado de capacidad y obligaciones derivadas del servicio de Capacidad

3. *La persona titular de la Secretaría de Estado de Energía aprobará mediante resolución un procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad en el que se detallará, al menos, los siguientes aspectos:*

- h) Porcentaje o valor absoluto de la subasta reservada a modalidades c), d) y e) descritas en el Artículo 2.*

Artículo 7. Modalidades de subasta.

- iii) Para instalaciones de demanda, el periodo de prestación del servicio podrá oscilar entre uno y diez años, pudiendo el propio participante en las subastas de capacidad decidir el periodo de prestación del servicio que le resulte de aplicación dentro de la horquilla anterior. Las agregaciones de demanda sólo contemplarán un único periodo de prestación de servicio para el conjunto de instalaciones que las componen, y sólo podrán constituirse con un conjunto de instalaciones con misma consideración: existentes o nuevas inversiones, en cada agregación. Las demandas se considerarán existentes si han participado previamente en alguno de los mercados de operación del operador de sistema o en subastas previas del mercado de capacidad. Las instalaciones de demanda podrán contar con instalaciones de autoconsumo con compensación simplificada.*
- iv) Para instalaciones de generación agregadas, el periodo de prestación del servicio podrá oscilar entre uno y diez años, pudiendo el propio participante en las subastas de capacidad decidir el periodo de prestación del servicio que le resulte de aplicación dentro de la horquilla anterior. Las agregaciones de generación sólo contemplarán un único periodo de prestación de servicio para el conjunto de instalaciones que las componen, y sólo podrán constituirse con un conjunto de instalaciones con misma consideración: existentes o nuevas inversiones, en cada agregación. La generación agregada se considerará existentes si han participado previamente en alguno de los mercados de operación del operador de sistema o en subastas previas del mercado de capacidad. Nuevas hibridaciones asociadas a generación agregada podrán participar como nuevas inversiones. Las instalaciones de generación podrán contar con instalaciones de autoconsumo con compensación simplificada.*

Artículo 10. Coeficientes de firmeza.

1. Con carácter previo [...]. Dichas condiciones técnicas incluirán, entre otros aspectos, los coeficientes de firmeza correspondientes a cada tecnología de referencia, perfil o tipología de demanda y los coeficientes resultantes de la agregación de diferentes tecnologías o demandas.

Artículo 11. Requisitos que deben acreditar los participantes en el mercado de capacidad.

Los sujetos del sistema eléctrico a los que se refiere el artículo 2.1 que soliciten ser habilitados para la participación en las subastas de capacidad que se celebren, deben reunir los siguientes requisitos relativos a las condiciones legales, técnicas y económicas del titular y a las características de cada instalación:

- i) Que las instalaciones, individualmente, o agregadas en el caso de instalaciones de demanda, dispongan de una capacidad de oferta mayor o igual a 0,1 MW de potencia firme en los periodos de prestación del servicio

Artículo 13. Proceso de habilitación para la participación en la subasta.

1. El proceso de habilitación para la participación en la subasta atenderá a lo siguiente:

- b) En la solicitud se declarará el número de bloques de oferta de 0,1 MW de potencia firme mínima, con los que el participante en el mercado de capacidad participará en la subasta.

2. Aquellas instalaciones que realizando autoconsumo se encuentren acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes, simplificado o no, incluyan o no almacenamiento, podrán habilitarse para participar en la subasta en las modalidades recogidas en los apartados a), c), d) y e) del artículo 2.1 de manera independiente o sólo por una de ellas.

Artículo 15. Desarrollo del procedimiento de subasta.

4. En el caso de nuevas inversiones, los bloques de oferta tendrán un tamaño mínimo de 0,1 MW de potencia firme por instalación.

Artículo 22. Obligaciones relativas al servicio de capacidad.

3. En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en los apartados c) y d) del artículo 2.1, estas tendrán que atender la solicitud de activación realizada por el operador del sistema, durante el periodo de prestación del servicio, y por una cantidad de potencia que podrá ser, como máximo, igual a la potencia firme adjudicada en las subastas de capacidad, en las horas de estrés del sistema eléctrico peninsular que se hayan definido. Los criterios que harán desencadenar la activación del servicio para estos proveedores del servicio de capacidad, así como cualquiera otros aspectos que se requieran, se definirán en el procedimiento de operación del servicio de capacidad. Asimismo, la activación del servicio será realizada por el operador del sistema, mediante el establecimiento de turnos rotatorios entre los proveedores del servicio de capacidad asociados a instalaciones de demanda.

7. En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en el apartado d) y e) del artículo 2.1, los sujetos agregadores de dichas instalaciones en ningún caso podrán participar en el servicio de capacidad por una potencia firme superior a la menor potencia contratada por el conjunto de instalaciones.

3.2. Futuros mercados locales y de flexibilidad

En línea con lo previamente expuesto, se plantea que todos los nuevos mercados que vayan a aparecer deberán buscar integrara recursos de forma análoga a como lo hacen actualmente los mercados de energía permitiendo el acceso a los mismos a recursos más pequeños y agregados tal y como indican las diferentes recomendaciones de ACER y las directivas europeas, con como máximo tamaños mínimos de 0,1 MW, sin exigir necesidades de intercambio de información en tiempo real y permitiendo el submetering en procesos o tecnologías específicas. A futuro, se espera que entre otros puedan aparecer mercados de regulación de tensión, mercado de regulación de reserva primaria, y mercados locales de flexibilidad y/o congestiones como ya existen en otros estados miembro.

4. Planificación del sistema

De la misma forma que los planes integrados de energía y clima plantean objetivos por tecnologías y necesidades de redes e interconexiones, se necesita conocer y mandar señales de la flexibilidad esperada en el sistema para facilitar su entrada en la operación del mismo. De esta forma y en línea a lo planteado por las diferentes directivas europeas

La evaluación de las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico debe tener en cuenta todas las inversiones existentes y previstas, incluidos los activos existentes que aún no están conectados a la red, en relación con fuentes de flexibilidad tales como la generación flexible de electricidad, los interconectores, la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía o la producción de combustibles renovables, debido a la necesidad de descarbonizar el sistema energético.

“cada dos años, la autoridad reguladora u otra autoridad o entidad designada por un Estado miembro adoptará un informe sobre las estimaciones de necesidades de flexibilidad para un período de, como mínimo, los cinco a diez años siguientes, a escala nacional, habida cuenta de la necesidad de lograr con una buena relación coste-eficacia la seguridad y fiabilidad del suministro y descarbonizar el sistema eléctrico, teniendo en cuenta la integración de fuentes de energía renovable variables y los diferentes sectores, así como la naturaleza interconectada del mercado de la electricidad, incluidos los objetivos de interconexión y la posible disponibilidad de la flexibilidad transfronteriza.”

Se plantea que los futuros PNIEC que han de ser renovados cada dos años cuenten desde su revisión en 2025 de planes desarrollados por el TSO y las DSO tienen que incluir en sus proyecciones de ampliación de redes la posibilidad de contar con recursos flexibles.

Disponer de objetivos a medio plazo de provisión de flexibilidad por tecnologías y su uso esperado tanto a corto como a largo plazo para suplir las necesidades del sistema mandará señales para desbloquear el potencial de esta. Asimismo, tal y como se ha planteado previamente, esta flexibilidad deberá estar separada en flexibilidad diaria, semanal, estacional y anual.

Esta planificación permitirá evaluar los beneficios a nivel de sistema de disponer de flexibilidad a escala de transporte para asegurar el equilibrio del sistema pero también a nivel de distribución para evaluar el potencial de los recursos de flexibilidad para reducir las congestiones a nivel local y permitir reducir las necesidades de inversión en redes o retrasarlas en el tiempo hasta que el sistema presente mayores niveles de electrificación.

Tal y como indican las directivas europeas, los Estados miembros deben definir objetivos nacionales indicativos para la flexibilidad no fósil (art. 19 sept), especificando objetivos específicos para la respuesta a la demanda (RD) y el almacenamiento. Estos estudios deberán realizarse de la mano de las empresas operadoras de las redes de distribución

Modelar la Gestión de la Demanda teniendo en cuenta sus particularidades y adaptabilidades de cada tipo de demanda para considerar su potencial total y sus aportes de valor tanto en redes de distribución como a escala del operador de transporte mediante indicadores y propuestas de modificaciones regulatorias como las planteadas en este proyecto para facilitar y habilitar la flexibilidad descentralizada.

Referencias

Magnus Energy 2024. Working Paper. Disentangling flexibility and its needs assessment methodology.

ACER 2025. Recommendation No 01/2025. Recommendation DR NC. Annex 1 - Amended Demand Response Network Code

ACER 2023. EEA Report 09/2023. Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system

DIRECTIVA (UE) 2024/1711 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de junio de 2024 por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión

REGLAMENTO (UE) 2024/1747 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de junio de 2024 por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión

Modificación de la Resolución de 25 de abril de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance Mari y Picasso.

Resolución de 19 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el nuevo procedimiento de operación eléctrico 7.5 sobre el servicio de respuesta activa de la demanda y se modifica el 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».

Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario.



MEMORIA DE IMPACTOS ECONÓMICOS

3 julio 2025

Índice de contenidos

Resumen ejecutivo	106
1. Introducción	107
1.1. Escenarios evaluados	108
2. Evaluación económica subsectorial	109
2.1. Ahorros en redes y sistema	109
2.2. Inversiones realizadas	110
2.3. Evaluación económica de las medidas propuestas	112
2.3.1. Caso residencial medio	112
2.3.2. Deducción de la cuota íntegra del IRPF	113
2.3.3. Reducción de la base imponible del IRPF	114
2.3.4. Reducción del tipo de IVA	115
2.3.5. Bonificación del IBI	116
3. Ocupación	117
4. Complementariedad de las medidas fiscales	118
5. Conclusiones	120
Agradecimiento	120
Referencias	120

Resumen ejecutivo

Este informe analiza el impacto económico del almacenamiento distribuido en España en el horizonte 2030, con el objetivo de evaluar distintas alternativas de medidas fiscales para su impulso, atendiendo a su viabilidad global. El análisis considera la inversión movilizada, la recaudación fiscal, el empleo generado y los ahorros inducidos en la red. El enfoque se basa en tres escenarios de despliegue (1,4 GW, 4,4 GW y 6,8 GW), sobre los cuales se aplican combinaciones de incentivos fiscales orientados a fomentar su adopción.

Poniendo el foco en el escenario intermedio de 4,4 GW, los ahorros en refuerzos de red alcanzarían los 394 M€/año. Según las estimaciones realizadas alcanzar dicha potencia entre 2025 y 2030 supondría movilizar una inversión de 3.290,70 M€ en total, con una contribución destacada del sector residencial (2.085,65 M€). La ocupación directa generada para alcanzar esa potencia se estima en 15.238 empleos anuales, lo que supondría una recaudación adicional por IRPF de 75.43 M€ anuales.

Se valoran principalmente dos instrumentos fiscales: reducción del tipo de IVA y deducción de la cuota íntegra del IRPF entre el 25% y 50%. Su aplicación combinada puede reducir el coste neto de una instalación residencial, manteniendo al mismo tiempo un balance fiscal positivo o neutro.

El balance económico neto del escenario intermedio (4,4 GW) se sitúa entre +302,77 M€/año y +407,05 M€/año, dependiendo del tipo de deducción aplicada. El balance fiscal se sitúa entre -91,42 M€/año y +12,86 M€/año, por lo que, si la deducción en el IRPF se aplicara de forma ajustada a los tramos de renta, cabría esperar un resultado más próximo a la neutralidad fiscal. Estos resultados respaldan la eficacia de un paquete fiscal integrado que genera un retorno económico significativo.

Tabla 1. Balance económico anual en el escenario de 4,4 GW.

	M€/año	Cuota IRPF (50%)	Cuota IRPF (25%)
Recaudación IVA residencial		+41,71	+41,71
Coste fiscal IRPF		-208,57	-104,28
Recaudación extra IRPF por nueva ocupación		+75.43	+75.43
Balance fiscal		-91,42	+12,86
Ahorros en refuerzos de red		+394,19	+394,19
Balance económico neto		+302,77	+407,05

1. Introducción

La transición energética en España ha avanzado con fuerza en los últimos años, impulsada por la implantación de tecnologías renovables y el respaldo de los objetivos europeos de descarbonización. Sin embargo, este despliegue no está exento de retos. La creciente penetración de generación renovable, y su naturaleza intermitente, exige una mayor capacidad de gestión del sistema eléctrico. En este contexto, el desarrollo del almacenamiento energético resulta esencial para garantizar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema.

Facilitar el despliegue del almacenamiento distribuido responde tanto a las orientaciones marcadas por la normativa europea como a las necesidades estructurales del sistema eléctrico español. Las últimas directivas europeas del mercado interior de electricidad refuerzan el papel del consumidor activo y de los recursos energéticos distribuidos, incluyendo el almacenamiento. Estas directivas reconocen explícitamente el derecho de los consumidores a almacenar energía, compartirla y participar activamente en el sistema eléctrico. Esta visión obliga a revisar y adaptar el marco nacional para integrar de forma efectiva el almacenamiento distribuido.

Este tipo de almacenamiento, vinculado a instalaciones próximas a la demanda, permite poner a la ciudadanía en el centro del sistema. Le otorga capacidad de gestión, flexibilidad y participación, y abre la posibilidad de que hogares, comunidades energéticas y pequeñas y medianas empresas puedan asumir un papel activo en la producción y el uso eficiente de la energía. Al mismo tiempo, su despliegue canaliza inversión hacia agentes locales, facilitando una distribución más descentralizada de los recursos y generando ocupación en sectores como la instalación, el mantenimiento o la digitalización, con un peso relevante de pymes y empresas de menor tamaño.

Adiferencia del almacenamiento centralizado, que opera principalmente a escala del sistema, el almacenamiento distribuido actúa directamente sobre la demanda en el punto donde ésta se produce, facilitando una respuesta más inmediata y granular. Su efecto sobre la gestión de la demanda es especialmente relevante en un contexto de alta penetración de renovables, donde es necesario adaptar el uso de la energía a la disponibilidad de generación. Por ello, el almacenamiento distribuido se posiciona como la opción más efectiva para contribuir a la reducción de la curva de demanda.

Desde el punto de vista técnico, el almacenamiento distribuido aporta resiliencia al sistema. Al ubicarse en baja y media tensión y operar cerca de los puntos de consumo, permite reducir picos de demanda, desplazar consumos a horas valle y aprovechar mejor la generación renovable. Además, al permitir almacenar energía para su uso posterior, introduce una capacidad adicional de flexibilidad en la demanda, que contribuye a suavizar la curva de carga y facilita la integración de recursos distribuidos. Esta gestión adaptativa de la demanda, apoyada en almacenamiento, permite responder con mayor eficiencia a señales del sistema o precios horarios, mejorando la estabilidad operativa y reduciendo la necesidad de recursos de respaldo. Esta capacidad de gestión localizada ayuda a evitar o aplazar inversiones en refuerzos de red, en un momento en que muchas infraestructuras de distribución ya se encuentran saturadas y necesitan absorber nuevas demandas vinculadas a la electrificación.

Por su cercanía al consumidor, el almacenamiento distribuido también puede facilitar la aceptación social de la transición energética. Este tipo de soluciones gestionables y visibles a escala local pueden reforzar la implicación de los usuarios en el sistema energético, al ofrecer retornos tangibles en forma de ahorro, autonomía y participación activa. Una transición más cercana, en la que los consumidores perciban un papel directo y beneficios concretos, favorece la aceptación y el respaldo social.

El almacenamiento distribuido es además el más intenso en la generación de empleo. A diferencia del almacenamiento centralizado, activa un mayor número de intervenciones, y por tanto más mano de obra en fases de instalación y mantenimiento. Además, genera actividad en una red más amplia de empresas locales, especialmente pequeñas y medianas, y favorece una participación empresarial más diversificada. Este mayor reparto territorial se traduce en un impacto más directo sobre el tejido económico local, con capacidad para generar empleo estable y dinamizar sectores complementarios vinculados a la transición energética.

La expansión de esta actividad no solo tiene efectos sobre la ocupación, sino también sobre la recaudación pública. A medida que se moviliza inversión y crece la actividad económica en el ámbito local, se amplía la base fiscal y se generan ingresos adicionales para las administraciones públicas. En este contexto, las medidas fiscales orientadas a facilitar la adopción del almacenamiento distribuido pueden actuar como palancas eficaces para acelerar su despliegue. Su diseño adecuado permite incentivar la inversión y el empleo asociados, además de generar retornos fiscales que pueden contribuir a equilibrar el esfuerzo presupuestario requerido.

En este contexto, el objetivo de este informe es evaluar el papel del almacenamiento distribuido en la transición energética desde una perspectiva de impacto económico. A partir de distintos escenarios de despliegue, se analiza su efecto sobre el sistema eléctrico, en términos de ahorro en redes y sistema, así como su contribución en materia de inversión, generación de empleo y recaudación pública, estimando el alcance potencial de diversas medidas fiscales de apoyo.

1.1. Escenarios evaluados

Para esta evaluación se han considerado diferentes escenarios de despliegue de almacenamiento distribuido y de gestión de la demanda en el año 2030, definidos a partir de simulaciones energéticas. El objetivo es estimar el impacto económico del despliegue del almacenamiento descentralizado en la red y evaluar de distintas medidas de apoyo fiscal en función del ritmo de implantación.

Los escenarios evaluados han sido propuestos a partir del estudio realizado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, publicado en el *Informe Técnico - Cuantificación de los beneficios técnico-económicos del despliegue del almacenamiento distribuido y la respuesta de la demanda*. Partiendo de las simulaciones llevadas a cabo en dicho estudio se seleccionan tres escenarios, los dos extremos y un escenario intermedio a nivel de potencia. El escenario base contempla una potencia adicional instalada de 1,4 GW en sistemas de almacenamiento distribuido. Este escenario se considerará como la tendencia actual de crecimiento del almacenamiento descentralizado en ausencia de nuevas medidas de impulso.

A partir de este escenario de punto de partida, se han definido otros dos escenarios de proyección con mayor penetración del almacenamiento distribuido, que alcanzarían 4,4 GW y 6,8 GW, respectivamente. Estas cifras se corresponden con un 44% sobre la capacidad total de almacenamiento en el escenario más ambicioso y 22% en el escenario intermedio y el base.

Dado que la potencia instalada no refleja directamente la capacidad energética del sistema, se considera para su normalización las 2,66 horas de funcionamiento de media instalaciones autoconsumo conectadas a red, según datos de UNEF. Por tanto, las capacidades para cada escenario son 3,72 GWh, 11,70 GWh y 18,09 GWh respectivamente.

Adicionalmente, se dispone de datos reales sobre la configuración y el coste medio de las instalaciones por sector residencial, comercial, e industrial proporcionadas por asociaciones de empresas de almacenamiento y renovables del sector. La Tabla 2 resume las capacidades medias por instalación y los costes medios de instalación (sin IVA) aplicados en este estudio.

Tabla 2. Instalaciones medias y costes medios por sector en el periodo 2025-2030.

	Instalación media (kWh)	Coste medio (€/kWh)	Coste medio instalación (sin IVA) (€)
Residencial	5	540	2.700
Comercial	500	176	88.000
Industrial	5.700	144	820.800

A partir de los escenarios considerados y los valores medios recabados, se ha llevado a cabo una evaluación integrada que contempla los beneficios potenciales en términos de ahorro en infraestructuras de red y costes del sistema eléctrico, así como las inversiones realizadas. Esta evaluación se completa con el análisis del impacto económico de tres de las medidas de apoyo complementarias propuestas en el informe de medidas fiscales: una deducción de la cuota íntegra del IRPF para inversiones residenciales, una reducción de la base imponible del IRPF para inversiones residenciales, una reducción del tipo de IVA aplicable a las instalaciones, y una bonificación del IBI durante un periodo limitado.

2. Evaluación económica subsectorial

El despliegue del almacenamiento distribuido tiene implicaciones económicas que afectan a distintos niveles. Esta sección desglosa los potenciales beneficios y costes asociados a su despliegue desde una perspectiva subsectorial, abordando específicamente el ahorro en redes e infraestructuras del sistema eléctrico, el volumen de inversiones movilizadas, el impacto recaudatorio derivado de diferentes medidas fiscales propuestas, y los efectos sobre la ocupación.

2.1. Ahorros en redes y sistema

El almacenamiento distribuido mediante baterías y la gestión activa de la demanda permiten gestionar de forma más eficiente la variabilidad de la generación renovable, reducir la necesidad de inversiones en infraestructuras de refuerzo y disminuir los costes operativos del sistema. En concreto, las baterías almacenan energía en momentos de baja demanda y la liberan en horas pico, mientras que la gestión de la demanda adapta el consumo a los precios y condiciones del sistema. Esto contribuye a una mayor estabilidad del sistema eléctrico, menores emisiones y un uso más eficiente de la red, lo que se traduce en importantes ahorros económicos.

Según el estudio del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, citado anteriormente, se han analizado distintos escenarios de despliegue de estas tecnologías en el horizonte 2030. Para este informe, se han considerado tres escenarios de referencia adaptados a partir de ese estudio:

- Un escenario con 1,4 GW de baterías distribuidas y un 20% de gestión de la demanda, equivalente al escenario más probable según nombrado estudio.
- Un escenario intermedio con 4,4 GW de baterías y 20% de gestión de la demanda.
- Y un escenario con 6,8 GW de baterías, máxima instalación de baterías, pero sin gestión de la demanda.

La Tabla 3 resume los ahorros estimados en anualidades por refuerzos evitados en las redes de distribución, asociados a estos escenarios. Cabe destacar que el escenario con mayor despliegue de baterías y sin gestión de demanda (6,8 GW), ofrecería un ahorro inferior, debido a que el pico de demanda no se reduciría tanto como en escenarios combinados. Este efecto refleja que el beneficio de estas tecnologías no crece indefinidamente con su despliegue, sino que depende de una combinación equilibrada con la gestión de la demanda que el almacenamiento distribuido permite activar.

Tabla 3. Ahorro en anualidades de refuerzos en redes de distribución en 2030.

Escenarios	1,4 GW	4,4 GW	6,8 GW
Ahorro (M€/año)	375,44	394,19	187,32

Estos resultados sirven como referencia para contrastar los costes de las medidas fiscales analizadas en este informe, lo que permitirá evaluar su viabilidad económica en conjunto con los ahorros que pueden generar a nivel de red. Es importante recalcar que, aunque 1,4 GW es una potencia contemplada en el PNIEC, las tendencias actuales demuestran que sin medidas de apoyo no se llegaría a este escenario de mínimos.

2.2. Inversiones realizadas

La estimación de la inversión en almacenamiento distribuido se ha realizado en función de la capacidad instalada en cada sector y los costes unitarios aplicables proporcionados por fabricantes (Tabla 2). Para determinar la distribución sectorial, se ha tomado como referencia el despliegue reciente de almacenamiento detrás del contador, según los datos de UNEF. De acuerdo con esta fuente, el 47 % de la potencia se instala en el sector industrial, el 33 % en el sector residencial y el 20 % en el comercial.

A partir de esta distribución y de los costes medios por MWh instalados en cada sector (ver Tabla 2), se han estimado los valores de inversión (sin IVA) asociados a cada escenario de despliegue. En el escenario base de 1,4 GW, la inversión total ascendería a 1.047,04 M€, con una distribución de 663,62 M€ en el sector residencial, 131,38 M€ en el comercial y 252,04 M€ en el industrial. A medida que aumente la capacidad instalada, la inversión crecería proporcionalmente, alcanzando 3.290,70 M€ en el escenario de 4,4 GW y 5.085,62 M€ en el de 6,8 GW.

Las Fig. 1 y Fig. 2 resumen la potencia instalada y los costes de inversión estimados totales para cada escenario y cada sector. Se observa que el sector industrial concentraría la mayor parte de la capacidad instalada en todos los escenarios, reflejando su mayor capacidad de inversión y necesidades energéticas. El sector residencial, aunque con una potencia instalada algo menor, representaría un coste más elevado por MWh debido a las economías de escala menos favorables, y por tanto, al mayor precio por kWh instalado, sin embargo, sería el que permitiría mayor impacto y actividad económica. El sector comercial se situaría en un punto intermedio tanto en potencia instalada como en coste de inversión, reflejando una adopción significativa del almacenamiento distribuido con un coste por unidad de capacidad más reducido que en el sector residencial.

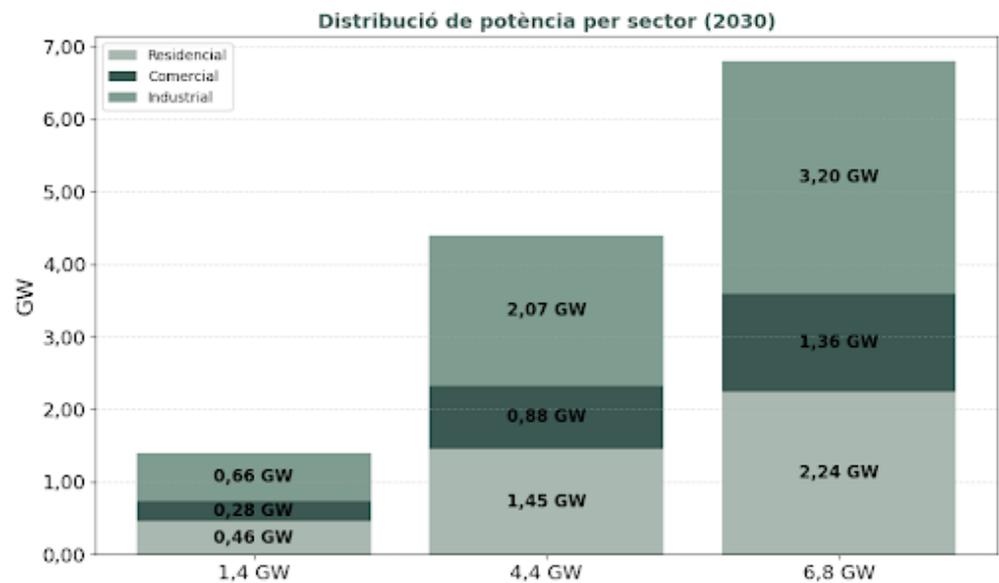


Fig. 1. Potencia instalada por sector y escenario total en el periodo 2025-2030.

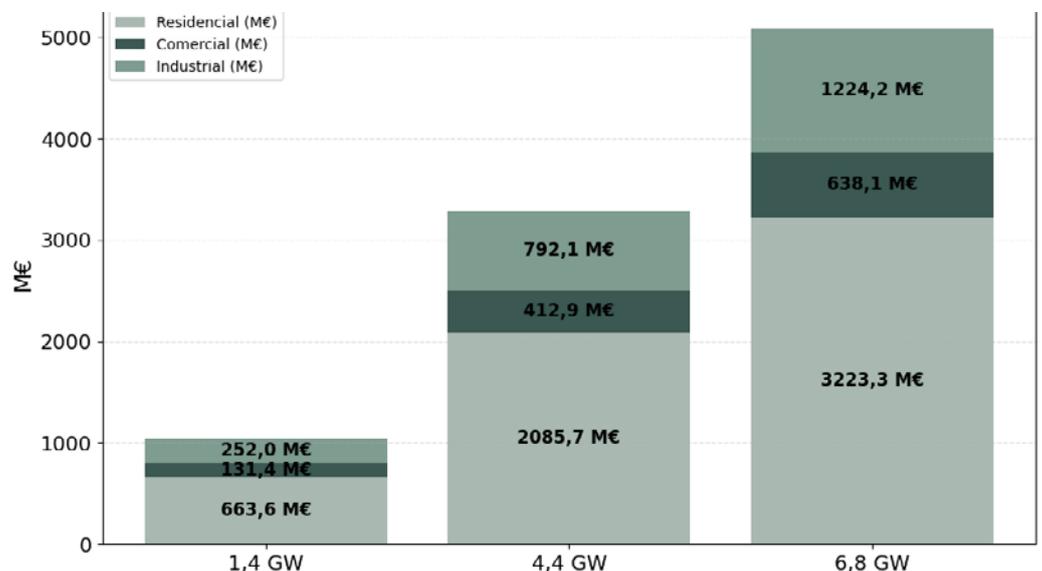


Fig. 2. Costes de inversión por sector y escenario total en el periodo 2025-2030.

Dado el peso significativo del sector residencial en la inversión total, es fundamental potenciar la inversión en este sector para alcanzar los objetivos de los escenarios de mayor penetración. Además de su volumen, el almacenamiento residencial tiene un alto potencial para promover la aceptación social de la transición energética y la gestión activa de la demanda, ya que está directamente vinculado al consumidor final y ofrece beneficios concretos como ahorro, autonomía y participación activa. Al instalarse en el punto de consumo, permite una gestión inmediata y localizada de la demanda, facilitando el desplazamiento de la carga y aportando flexibilidad al sistema. Esta coincidencia con los puntos de demanda también contribuye a reducir la presión sobre las redes de distribución, permitiendo evitar o posponer inversiones en refuerzos de infraestructuras.

2.3. Evaluación económica de las medidas propuestas

Este apartado analiza el potencial impacto económico de distintas medidas fiscales orientadas a fomentar la implantación del almacenamiento distribuido. En esta evaluación económica se han considerado tres instrumentos de apoyo -si bien la propuesta fiscal incluye medidas adicionales- la introducción de una deducción en el IRPF para contribuyentes que inviertan en baterías, se contempla la deducción de la cuota íntegra y la reducción de la base imponible, la reducción del tipo de IVA aplicable a las instalaciones, y una bonificación sobre el IBI aplicable a viviendas con almacenamiento instalado.

El objetivo de este análisis es estimar el coste y el retorno potencial de cada medida, y valorar su efecto global sobre la recaudación y el equilibrio fiscal. A través de la comparación entre distintos escenarios de despliegue y de la estimación de los efectos recaudatorios y fiscales asociados, se pone de manifiesto la posible complementariedad entre las medidas.

2.3.1. Caso residencial medio

Para proporcionar una visión más concreta de los beneficios de las medidas fiscales, se presenta a continuación el análisis de un residencial medio que se acoja al conjunto de ayudas fiscales propuestas. Este análisis refleja cómo las reducciones fiscales pueden beneficiar a un hogar tipo, considerando: una deducción de un 50% de la cuota íntegra del IRPF y el IVA reducido al 10%. Lo que supondría una reducción sobre el coste de inversión en baterías residenciales de 46,3 %.

Los resultados muestran que, sin incentivos, el coste total de la instalación ascendería a 3.267 €. Sin embargo, con la aplicación de las medidas fiscales, el coste se reduciría a 1.620 €, lo que representa una disminución del 50%. Esta reducción se debe a la deducción en el IRPF del 50%, que supondría un ahorro de 1.350 €, y la reducción del coste total debida a la reducción del IVA al 10%.

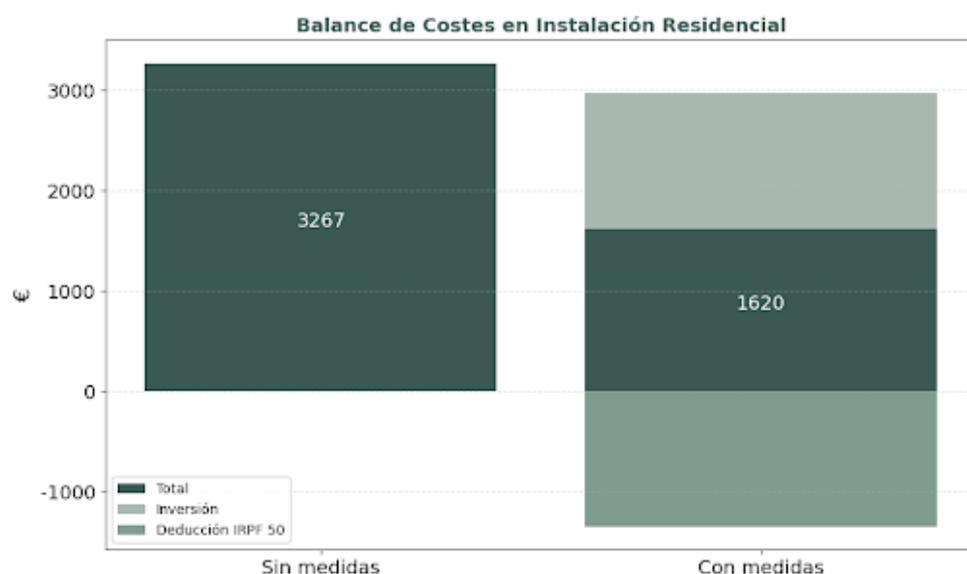


Fig. 3. Balance de costes para instalación residencial con y sin medidas fiscales.

A través de este ejemplo, se muestra de manera más práctica cómo las medidas fiscales propuestas impactarían en la viabilidad económica del almacenamiento distribuido en el sector residencial. La reducción del coste neto de inversión no solo haría más accesible esta tecnología para los hogares, sino que también acortaría el período de amortización, incentivando su adopción a gran escala.

2.3.2. Deducción de la cuota íntegra del IRPF

Se plantea la introducción de una deducción de la cuota íntegra del IRPF aplicable a las inversiones en baterías eléctricas en instalaciones en viviendas. La medida permitiría a los contribuyentes deducir directamente un porcentaje del importe invertido de la cuota íntegra estatal del IRPF a pagar, entre el 25 % y el 50 % en función de su nivel de renta, con un límite máximo por vivienda.

Para una inversión media por vivienda de 2.700 € (sin IVA¹), la deducción fiscal aplicable oscilaría entre 675 € y 1.350 €, según el tramo de renta del contribuyente. Esta deducción se aplica después de calcular el IRPF, lo que implicaría un ahorro fiscal directo, homogéneo y proporcional, independientemente del tipo impositivo que le corresponda a cada hogar. Por ello, esta opción resultaría particularmente eficaz para las rentas medias y bajas, que suelen disponer de menor capacidad de inversión.

1 Las deducciones de IRPF se han calculado sobre el coste sin IVA, con el objetivo de analizar de forma separada el impacto de las medidas sobre el IVA y el IRPF.

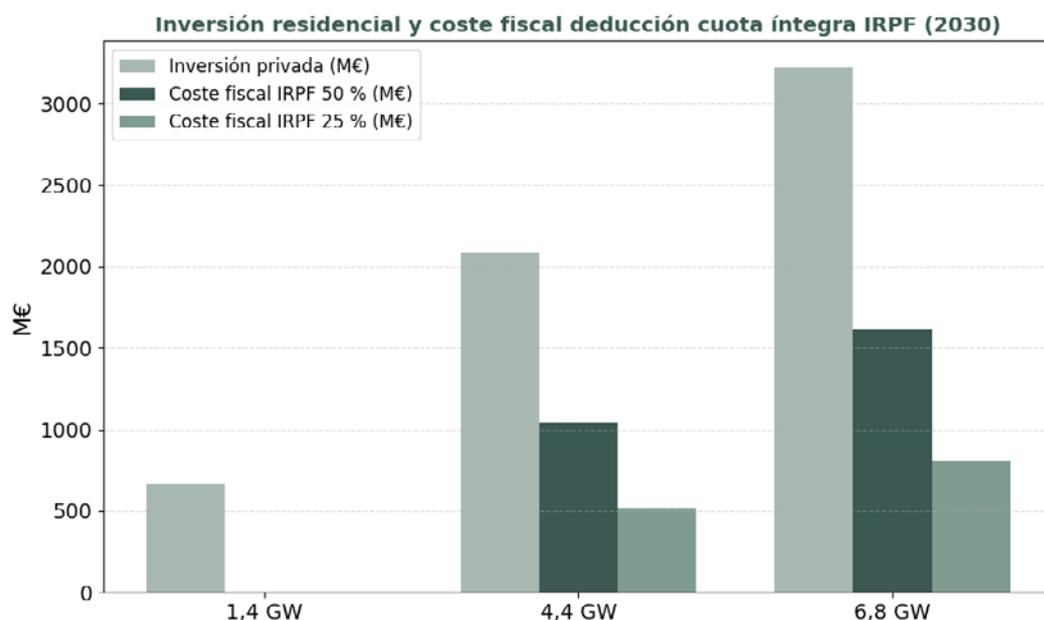


Fig. 4. Coste fiscal de la deducción de la cuota íntegra del IRPF, inversión privada inducida (periodo 2025-2030).

2.3.3. Reducción de la base imponible del IRPF

Como alternativa a la deducción de la cuota íntegra del IRPF se plantea la reducción de la base imponible. La medida permitiría a los contribuyentes una reducción progresiva de la base imponible que varía entre el 25% y el 50%, y con un límite máximo por vivienda.

Esta medida se plantea con el mismo objetivo de incentivar la inversión en almacenamiento distribuido en el sector residencial. Sin embargo, a diferencia de la deducción directa sobre la cuota, el ahorro fiscal en esta modalidad depende del tipo marginal del contribuyente, es decir, del porcentaje del IRPF que se aplica al último tramo de su renta. Esto implicaría que los hogares con rentas más altas, al estar sujetos a tipos impositivos superiores, obtendrían un mayor beneficio por cada euro deducido. En cambio, los contribuyentes con rentas más bajas, cuyo tipo marginal es reducido o nulo, experimentarían un ahorro fiscal significativamente menor. Esta diferencia limitaría la progresividad de la medida y podría reducir su efectividad como incentivo generalizado a la inversión.

Para estimar el impacto fiscal se ha aplicado un tipo efectivo medio del 16,5%. A partir de este valor, se han calculado dos escenarios: una reducción uniforme del 50 % y otra del 25 % sobre la inversión residencial.

En el escenario de 4,4 GW, el coste fiscal estimado en el periodo 2025-2030 sería de 172,07 M€ con una reducción del 50 %, y de 86,03 M€ con una reducción del 25 %. Para el escenario de 6,8 GW, el coste fiscal ascendería a 265,92 M€ en el primer caso y se reduciría a 132,96 M€ en el segundo. Como se observa, el coste fiscal para el Estado sería inferior al de la deducción en cuota, pero también lo sería el incentivo efectivo para los hogares.

Estos valores son sustancialmente inferiores a los observados en el caso de la deducción directa en cuota íntegra, supondría un menor coste sin embargo también pone de manifiesto el menor impacto presupuestario que tendría esta alternativa. Este menor esfuerzo público se traduciría en un incentivo menos potente para los hogares y más regresivo a nivel fiscal, lo que podría limitar su eficacia en términos de movilización de inversión.

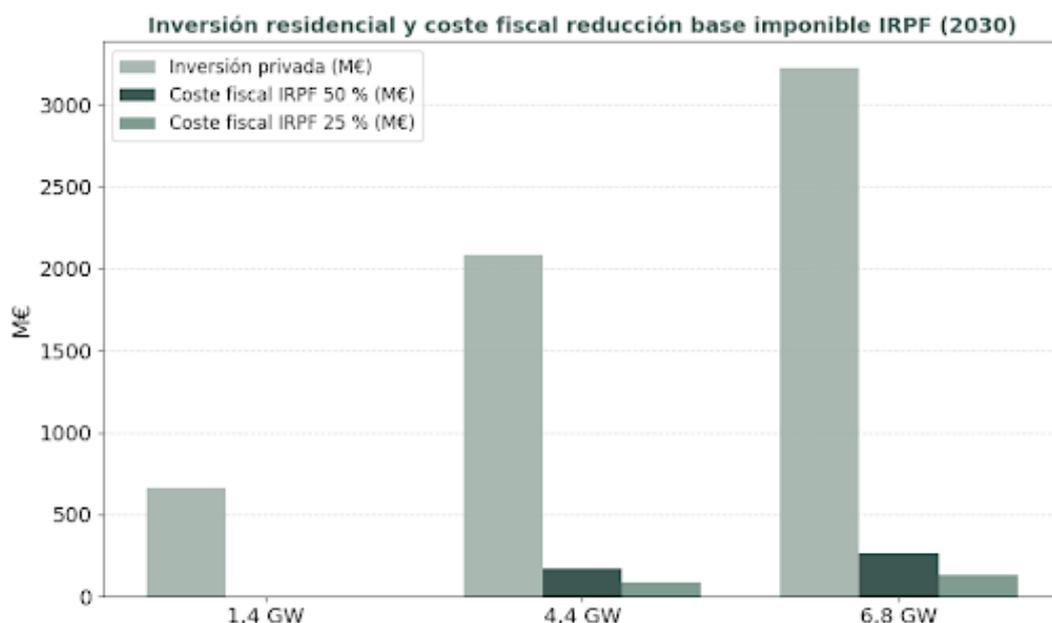


Fig. 5. Coste fiscal de la reducción base imponible del IRPF, inversión privada inducida (periodo 2025-2030).

2.3.4. Reducción del tipo de IVA

Partiendo de los datos disponibles de costes de instalación y de instalaciones medias (ver Tabla 2), en la Tabla 4 se calculan los costes totales de una instalación media residencial, aplicando el actual 21% de IVA o con la reducción propuesta al 10%, y la reducción que supondría en la recaudación pública por instalación. En los sectores comercial e industrial, al ser el IVA deducible, no se produce una reducción neta de recaudación, por lo que el cálculo se limita al sector residencial.

Tabla 4. Coste de la instalación media residencial y recaudación según tipo de IVA.

Coste base € (sin IVA)	Total € (21%)	Total € (10%)	Reducción recaudación Δ (IVA21% - IVA10%)
2.700	3.267	3.105	-297

Aplicando el tipo general de IVA del 21% a los costes de inversión residencial, la recaudación pública estimada asciende a 139,36 M€ en el periodo 2025-2030. A partir de este escenario, se han analizado dos proyecciones de mayor implantación (4,4 GW y 6,8 GW) asociadas a la aplicación de un tipo de IVA reducido del 10%, como medida de impulso. Aunque la reducción del tipo impositivo implica una menor recaudación por instalación individual, el mayor volumen de instalaciones inducido por la medida generaría un aumento global de la recaudación por IVA, alcanzando los 208,57 M€ y 322,33 M€ anuales en cada escenario. Esta estimación parte de la hipótesis de que la aplicación del tipo reducido actúa como catalizador para acelerar el despliegue.

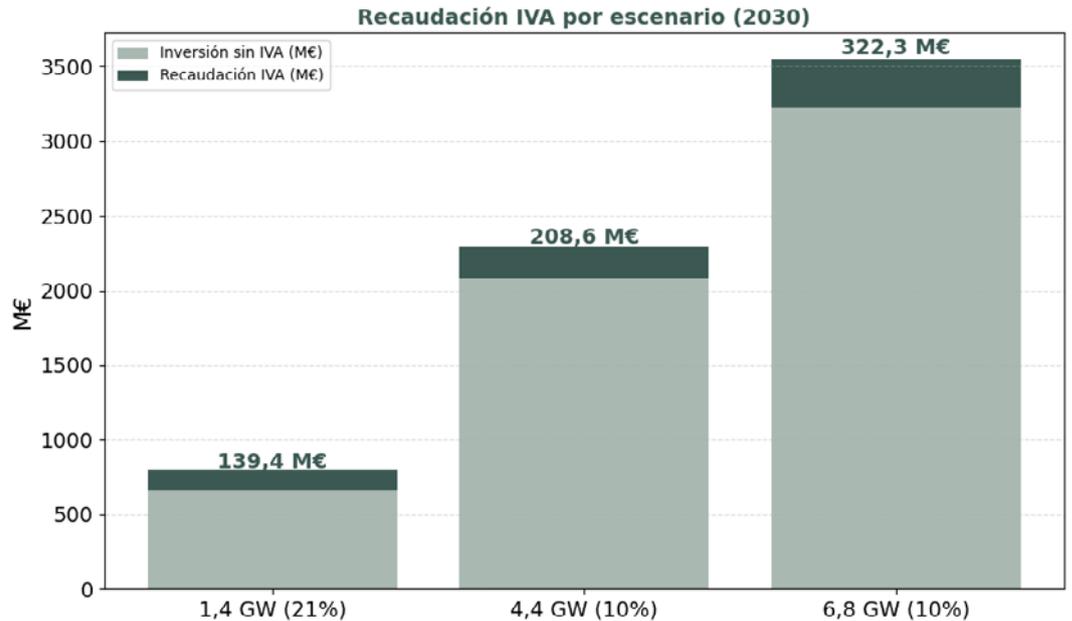


Fig. 6. Inversión residencial (periodo 2025-2030) sin IVA y recaudación por IVA en los distintos escenarios.

Estas cifras indicarían que una reducción del IVA puede favorecer el aumento del ritmo de instalación de baterías distribuidas y generar una mayor recaudación fiscal en términos absolutos

2.3.5. Bonificación del IBI

La propuesta de bonificación en el IBI establece una reducción de entre el 50 % y el 90 % durante cinco años para viviendas que instalen sistemas de almacenamiento eléctrico. Dado que el IBI es un tributo de carácter municipal, su aplicación dependerá de que cada ayuntamiento apruebe expresamente la bonificación mediante ordenanza fiscal. Por tanto, el impacto fiscal real de esta medida está sujeto a una alta variabilidad territorial, tanto por la posible adhesión desigual de los municipios como por las diferencias estructurales en el propio impuesto, cuyo importe varía considerablemente en función del valor catastral del inmueble, su localización geográfica y el tipo de vivienda.

Esta bonificación iría en línea con lo previsto en el Real Decreto Ley 7/2025, que ha modificado el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, introduciendo la posibilidad de que los entes locales puedan establecer mediante ordenanza fiscal una bonificación de hasta el 50% de la cuota íntegra del IBI cuando se hayan instalado sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente de fuentes renovables.

Para proporcionar un orden de magnitud, procedemos al cálculo orientativo de un caso medio. Se adopta un valor de 340,5 €/año por vivienda, como una referencia representativa dentro del rango nacional. Al aplicar la bonificación pasaría a ser de entre 170,3 €/año y 306,5 €/año, durante 5 años. Es decir, el ahorro fiscal para esa vivienda al cabo de los 5 años sería de entre 851,25 € y 1.532 €, según el porcentaje de bonificación aplicado.

3. Ocupació

El despliegue del almacenamiento distribuido conlleva un efecto directo sobre el empleo verde, especialmente vinculado a la instalación, puesta en marcha y mantenimiento de sistemas de almacenamiento energético. Una característica clave de este tipo de empleo es su fuerte anclaje territorial.

A diferencia de las infraestructuras energéticas centralizadas, el almacenamiento descentralizado, tanto en el ámbito residencial como comercial e industrial, implica un reparto más equilibrado del empleo generado. La actividad se distribuye por todo el territorio, impulsando el tejido de pequeñas y medianas empresas locales y favoreciendo una mayor diversificación tanto geográfica como empresarial. El almacenamiento distribuido contribuye así a la diversificación geográfica del empleo energético y puede favorecer la dinamización de áreas con menor actividad económica vinculada al sector.

Este patrón se ve reforzado por su complementariedad con el autoconsumo fotovoltaico, tecnología con la que habitualmente se integra. Su expansión conjunta refuerza la demanda de personal técnico especializado en las diferentes fases del ciclo de vida del sistema: desde la instalación inicial hasta el mantenimiento o la monitorización. Esta dinámica contribuye a generar empleo cualificado y estable, distribuido territorialmente, y con potencial para consolidarse en el tiempo.

En conjunto, el almacenamiento distribuido representa una oportunidad para impulsar un modelo de ocupación alineado con los objetivos de transición energética, que combine sostenibilidad, territorialidad y retorno económico.

Para aproximar el impacto en términos cuantitativos, calculamos un multiplicador como referencia de la intensidad de empleo asociada al despliegue de almacenamiento descentralizado. El multiplicador se calcula en base a una encuesta realizada por la Federació de Gremis d'Instal·ladors de Catalunya (FEGiCAT) a empresas del sector. En dicha encuesta se preguntaba para diferentes rangos de capacidad el número de instalaciones anuales que realiza cada empresa, en base a estos datos se obtienen la tasa de ocupación generada por subsector (Tabla 5).

Tabla 5. Tasa de ocupación generada por subsector y datos de obtención de la encuesta de FEGiCAT.

	Residencial	Comercial	Industrial	Escala de red
Capacidad instalada al año (MWh/año)	5,56	9,4	9	90
Nº empresas participantes	52	5	2	0
Nº puestos generados	196	137	53	0
Tasa de ocupación (nº puestos/MWh/año)	35,3	14,6	5,9	0

A partir de la tasa de ocupación obtenida se ha calculado el número de empleos generados esperado por subsector en función de los porcentajes de distribución subsectorial de la instalación de UNEF (ver subapartado 2.2. Inversiones realizadas). La Tabla 6 muestra el número de puestos esperados para cada escenario.

Tabla 6. Ocupación anual generada por escenario y subsector.

Nº puestos generados/año	1,4 GW	4,4 GW	6,8 GW
Residencial	3.257	10.237	15.821
Comercial	816	2.565	3.964
Industrial	775	2.436	3.764
Total	4.848	15.238	23.549

Para contextualizar estas cifras, se puede comparar el empleo estimado con los datos recogidos por el *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*. Según el informe, en 2018 el sector solar fotovoltaico generó 13.274 empleos en España. Esta cifra ascendió a 34.877 empleos en 2022, y 14.215 empleos específicamente en autoconsumo fotovoltaico. En este contexto, los empleos anuales asociados al despliegue de almacenamiento distribuido estimados en este análisis representan un orden de magnitud comparable al empleo vinculado al autoconsumo en su etapa de mayor expansión, reflejando un potencial relevante en términos de generación de actividad económica y empleo local, ya sea como nueva creación de empleo o como vía de consolidación del empleo generado previamente durante el auge de las instalaciones de autoconsumo.

Desde el punto de vista fiscal, el crecimiento del empleo asociado al despliegue del almacenamiento distribuido contribuye a ampliar la base tributaria, principalmente a través del IRPF. El empleo directo generado implica nuevas rentas del trabajo sujetas a tributación, lo que se traduce en un aumento de la recaudación pública. Considerando que el empleo generado es adicional y no sustitutivo, el incremento anual estimado en ingresos por IRPF es de 75,43 M€/año para el escenario 4,4 GW. Esta estimación se basa en un salario medio de 30.000 €, según una hipótesis conservadora derivada de la *Guía Salarial 2025. Energéticas. Tendencias de mercado y salarios del sector* de Adecco.

Este aumento en la recaudación permitiría compensar parcialmente el coste de las medidas de apoyo al almacenamiento, como las deducciones fiscales en el propio IRPF. En este sentido, el empleo generado actuaría como un mecanismo de retorno fiscal, mejorando el equilibrio general del sistema de incentivos.

4. Complementariedad de las medidas fiscales

La estrategia fiscal propuesta plantea la aplicación conjunta de diferentes medidas de impulso al almacenamiento distribuido, con el objetivo de maximizar su eficacia y optimizar el uso de los recursos públicos. La combinación de medidas examinadas en este informe muestra un alto potencial de complementariedad, en el que los ingresos generados por algunas medidas contribuirían a compensar el coste fiscal de otras. Esta complementariedad permitiría articular un paquete equilibrado que no solo incentive la inversión, sino que también modere el impacto presupuestario neto.

En este apartado se presenta el balance económico anual asociado al escenario intermedio de despliegue, es decir, asumiendo que estas medidas permitan alcanzar una instalación de 4,4 GW. Este sería el escenario de referencia, ya que lograría un equilibrio entre la integración de baterías y la gestión activa de la demanda, maximizando los ahorros en la red (ver Tabla 3). Por tanto, las medidas de incentivación para instalación de baterías distribuidas deberían combinarse con regulación e incentivos para la gestión de la demanda.

El balance considera tanto el potencial impacto directo de las medidas fiscales propuestas — la reducción del tipo de IVA aplicable a las instalaciones y una deducción en el IRPF para contribuyentes residenciales — como los retornos indirectos asociados al sistema eléctrico, en particular el ahorro en inversiones en refuerzos de red.

Para el IRPF, se han considerado tanto una deducción de la cuota íntegra del 50% como del 25%.

Tabla 7. Balance económico anual en el escenario de 4,4 GW.

M€/año	Cuota IRPF (50%)	Cuota IRPF (25%)
Recaudación IVA residencial	+41,71	+41,71
Coste fiscal IRPF	-208,57	-104,28
Recaudación extra IRPF por nueva ocupación	+75,43	+75,43
Balance fiscal	-91,42	+12,86
Ahorros en refuerzos de red	+394,19	+394,19
Balance económico neto	+302,77	+407,05

Los resultados permiten distinguir entre el balance fiscal directo, que considera únicamente ingresos y costes fiscales, y el balance económico neto, que incorpora también los retornos indirectos derivados del ahorro en infraestructuras eléctricas.

En el caso de aplicar una deducción del 50 % sobre la cuota íntegra del IRPF, el balance fiscal sería negativo (-91,42 M€/año), aunque se vería ampliamente compensado por los ahorros en red, lo que resultaría en un saldo económico neto positivo de +302,77 M€/año. Con una deducción del 25 %, el balance fiscal alcanzaría +12,86 M€/año y el saldo neto +407,05 M€/año. Estos resultados muestran que, incluso con distintos niveles de deducción, la medida puede mantenerse dentro de márgenes fiscalmente asumibles si se consideran los beneficios estructurales inducidos. La opción de deducción por sobre la cuota es más sencilla en su aplicación si bien es menos progresiva.

Aplicar la deducción directamente sobre la cuota íntegra del IRPF representa una opción más eficaz desde el punto de vista redistributivo, al ofrecer un incentivo uniforme que no depende del tipo marginal. Este enfoque implicaría un mayor esfuerzo presupuestario en los tramos bajos, pero también reforzaría el efecto incentivador sobre los hogares con rentas medias y bajas, que concentran gran parte del potencial de adopción.

Asumiendo que estas medidas permitieran alcanzar una instalación de 4,4 GW, los resultados reflejan que la implementación conjunta de las medidas alcanzaría un equilibrio eficiente entre recaudación e incentivos desde el punto de vista fiscal, y que, al considerar los ahorros en red, el balance económico global resultaría aún más favorable.

5. Conclusiones

El presente informe cuantifica los principales efectos económicos del despliegue del almacenamiento distribuido en España, a partir de escenarios de desarrollo a 2030. La evaluación incorpora impactos sobre la inversión privada, el empleo directo generado, la recaudación fiscal y los ahorros inducidos en costes del sistema eléctrico. Los resultados permiten establecer un marco económico comparado entre diferentes medidas fiscales de apoyo, con el objetivo de valorar su capacidad para inducir inversión adicional y mejorar el balance público-privado asociado.

Los escenarios evaluados muestran que los ahorros anuales derivados del menor refuerzo de red alcanzan hasta 394 M€ (escenario 4,4 GW). A su vez, la inversión que total se movilizaría en dicho escenario de despliegue en el periodo 2025-2030 se situaría en 3.290,70 M€, con un peso relevante del sector residencial. Esta inversión generaría actividad económica local y empleo en el sector energético, con más de 15.238 puestos de trabajo directos anuales estimados.

El análisis de medidas fiscales evidencia que instrumentos como la reducción del tipo de IVA, las deducciones en el IRPF podrían acelerar la adopción del almacenamiento distribuido, manteniendo un equilibrio presupuestario aceptable. En particular, la reducción del IVA generaría una mayor recaudación neta en escenarios de crecimiento acelerado, mientras que las deducciones en IRPF tienen un amplio efecto incentivador, aunque con suponen costes fiscales. Sin embargo, si realizamos un balance económico considerando los ahorros en red resultaría positivo, entre +302,77 M€/año y +407,05 M€/año, según el porcentaje de deducción de IRPF considerado en los cálculos. Además, recaudación adicional derivada del nuevo empleo generado también compensaría parte del coste fiscal. Estos resultados validan la viabilidad económica de un paquete combinado de incentivos, siempre que se oriente a maximizar la eficiencia del gasto público y el retorno fiscal.

A partir de los resultados analizados, el almacenamiento distribuido debe entenderse como una oportunidad económica alineada con los objetivos de transición energética. Su impulso mediante medidas fiscales adecuadas no solo es viable desde el punto de vista económico, sino que contribuye a una redistribución territorial de la inversión y a la consolidación de un modelo energético más descentralizado y socialmente inclusivo.

Agradecimiento

Queremos agradecer a la Federació de Gremis d'Instal·ladors de Catalunya (FEGiCAT) su colaboración en la elaboración de este informe. En particular, agradecemos la realización de la encuesta a empresas del sector, cuyo análisis ha permitido estimar con mayor precisión la ocupación generada por el despliegue del almacenamiento distribuido.



Referencias

Directiva (UE) 2024/1711 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio de 2024 por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.

Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio de 2024 por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.

Unión Española Fotovoltaica. Informe Anual Fotovoltaica 2024. Forjando la transformación hacia la sostenibilidad. Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas. Informe Técnico - Cuantificación de los beneficios técnico-económicos del despliegue del almacenamiento distribuido y la respuesta de la demanda. 2025.

APPA Renovables. Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España. 2022.

Adecco. Guía Salarial 2025 Energéticas. Tendencias de mercado y salarios del sector.

