

Prioridades para el desarrollo de la flexibilidad de la demanda en España



CEECE

Clúster de l'Energia
Eficient de Catalunya

**EDICIÓN A CARGO DEL CLÚSTER DE L'ENERGIA EFICIENT DE
CATALUNYA (CEEC)**

**PROYECTO Y COORDINACIÓN A CARGO DEL GRUPO DE TRABAJO
DE FLEXIBILIDAD DE LA DEMANDA Y ALMACENAMIENTO DEL CEEC**

**Espai Catalonia Clusters
C. Milà i Fontanals. 14 1r 6a
08012 Barcelona www.clusterenergia.cat**

Enero de 2026

Contenido

1. Contexto y objetivo del documento.

- 1.1. Introducción a la flexibilidad de la demanda.
- 1.2. Contexto normativo de la flexibilidad de la demanda en Europa y España.
- 1.3. Objetivo del documento.

2. Participación de la flexibilidad de la demanda en los mercados eléctricos

- 2.1. Motivación.
- 2.2. Prioridades regulatorias.
- 2.3. Mercados inexistentes o aún no abiertos a la participación de la DSF

3. La agregación de la flexibilidad de los recursos energéticos distribuidos en los mercados eléctricos.

- 3.1. Motivación.
- 3.2. Prioridades regulatorias.

4. La figura del agregador independiente en el desarrollo de la flexibilidad de la demanda.

- 4.1. Motivación.
- 4.2. Prioridades regulatorias.

5. Innovación regulatoria y sandboxes

- 5.1. Motivación.
- 5.2. Contexto europeo y español
- 5.3. Encaje de las prioridades regulatorias identificadas en la figura de las innovación regulatoria.

6. Conclusiones y trabajo futuro.

1. Contexto y objetivo del documento

1.1. Introducción a la flexibilidad de la demanda

La transición energética tiene un objetivo claro: transformar un sistema energético basado en combustibles fósiles, que emiten una gran cantidad de gases de efecto invernadero, a uno basado en fuentes energéticas de bajas emisiones, como las energías renovables. El PNIEC establece que para 2030 el 48% de la energía final consumida debe proceder de fuentes renovables, y para ello el 32% de esa energía final debe ser eléctrica, generada en mayor parte por fuentes renovables (objetivo del 81%), instalando más de 104 GW de capacidad de generación renovable adicional respecto a 2020. Por el lado de la demanda, la transición energética también conlleva un incremento en la electrificación del consumo energético, especialmente del sector del transporte y climatización, así como de algunas demandas industriales.

Dentro de estos objetivos del PNIEC también se incluyen como objetivo 19GW de autoconsumo fotovoltaico (generación vinculada a consumidores) y 22,5GW de almacenamiento de los cuales 1,6GW son de almacenamiento detrás de contador.

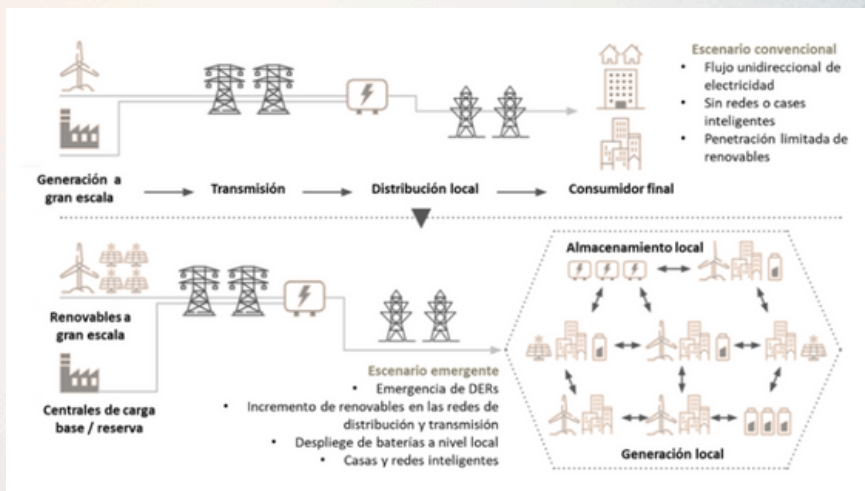


Fig 1. Escenario convencional vs emergente en el sistema de distribución frente a la creciente penetración de DERs. Fuente: Future role of Distribution System Operators. IRENA (2019)

Para el sistema eléctrico, esto se traducirá en un aumento de la demanda de electricidad, así como el paso de un sistema centralizado de generación tradicional flexible y altamente previsible con un rol pasivo de los consumidores y la red de distribución, a un sistema de generación mayormente renovable, descentralizado e intermitente, con recursos de la demanda gestionables, y una necesidad creciente de flexibilidad en el sistema para asegurar los niveles de calidad y seguridad del mismo de una manera eficiente.

La flexibilidad de un sistema eléctrico viene determinada por la capacidad de adaptación ante desequilibrios entre la energía generada y consumida. No cumplir con esta condición puede conllevar fallos del sistema y por ende del suministro. Hasta hoy, la flexibilidad de nuestro sistema la brindaban mayormente las plantas de generación fósil, equilibrando la generación a la demanda existente, y teníamos un crecimiento de demanda eléctrica controlado. Pero dentro del contexto de la transición energética, esto cambia por los siguientes motivos:

1. Las principales fuentes de generación renovables (eólica y solar) no disponen de la capacidad de “seguir” a la demanda. De hecho, debido a esta falta de control y a la imprevisibilidad de estas fuentes, una mayor penetración de renovables implica una mayor necesidad de flexibilidad del sistema.
 2. El proceso de electrificación implica un fuerte crecimiento del consumo en unas líneas de transmisión y distribución que deben adaptarse a este incremento de la demanda, particularmente en momentos de pico de demanda. Realizar esta adaptación únicamente a base de repotenciar las líneas o tendidos adicionales tendría un coste material y económico muy elevado.
 3. El modelo actual de penetración de renovables va asociado a una generación más descentralizada, lo que implica que los proveedores de flexibilidad también estarán cada vez más distribuidos por las redes de distribución.
-

4. Si bien el almacenamiento eléctrico es una solución que brindará una elevada flexibilidad al sistema, su coste (particularmente para sistemas delante del contador) el desarrollo tecnológico actual y las altas necesidades de flexibilidad que requerirá el sistema, justifica la necesidad de considerar fuentes adicionales de flexibilidad de la demanda.

5. La activación de la flexibilidad de recursos preexistentes mejora el aprovechamiento de activos distribuidos que en su día fueron instalados con otro fin (procesos térmicos, industriales, climatización...) y que ahora contribuirán a incrementar la flexibilidad del sistema en condiciones de coste-eficiencia sin impacto ambiental añadido.

6. La electrificación, digitalización y automatización dota de capacidad a los consumidores para modular su consumo en función de sus necesidades o de señales de precio externas.

7. Tenemos la oportunidad de que los consumidores puedan participar activamente en la transición energética, pasando de ser elementos pasivos del sistema eléctrico a actores activos y con un rol relevante en la descentralización y democratización del sistema eléctrico.

8. Aumentar la resiliencia del sistema: a raíz del apagón del pasado 28 de abril de 2025 se pone de manifiesto la necesidad de aumentar la capacidad del sistema eléctrico de adaptarse a situaciones imprevistas. La flexibilidad de la demanda y el almacenamiento se postulan como herramientas claves para proveer de los servicios necesarios y complementarios a los actuales, mejorando la resiliencia del sistema y evitando situaciones de este tipo.

Es por todas las razones mencionadas que se considera crítico el impulso de la Flexibilidad de la Demanda (DSF, por sus siglas en inglés), es decir, la que se origina en los que tradicionalmente han sido únicamente consumidores. Esta flexibilidad puede proceder tanto de una modificación en el consumo de un proceso o un recurso específico, como de la gestión de un sistema de generación o almacenamiento asociado a un punto de consumo.

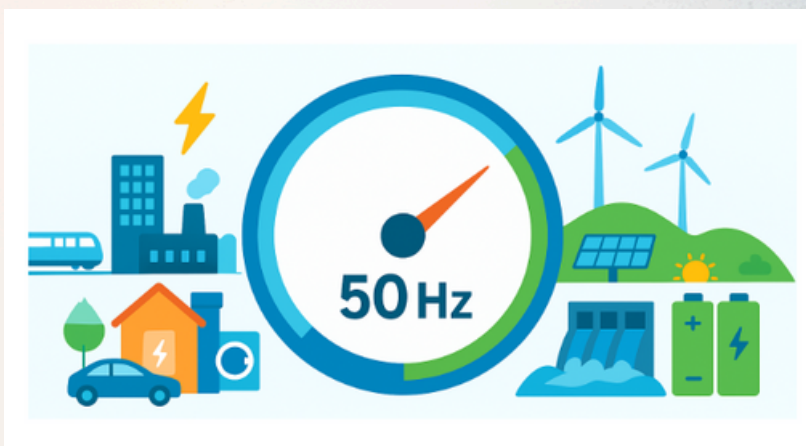


Fig 2. Para mantener la estabilidad del sistema eléctrico se debe mantener el balance entre la demanda y la oferta, para mantener la frecuencia de la red a 50 Hz. En caso contrario, es necesario contar con servicios de flexibilidad que permitan reajustar el desbalance.

En el sistema eléctrico español existen mecanismos de flexibilidad implícita (los que incentivan a los usuarios de forma indirecta a modificar sus comportamientos con señales de precio), como las tarifas horarias o indexadas y las limitaciones de potencia contratada por periodos. Pero el acceso a los mecanismos de flexibilidad explícita (donde la activación de la flexibilidad es directa y con respuesta más a corto plazo) como por ejemplo los servicios de balance, es aún muy limitado, en parte debido a la necesidad de acelerar el desarrollo de un marco regulatorio que lo favorezca. Este documento se centra en analizar el estado de la flexibilidad de la demanda explícita en España.

1.2. Contexto normativo de la flexibilidad de la demanda en Europa y España

Los reguladores europeos han identificado la importancia de la Flexibilidad de la Demanda y la figura del agregador para crear un sistema eléctrico más resiliente, fiable y sostenible. El marco regulatorio que actualmente guía el desarrollo de la normativa en este ámbito a nivel europeo es el Clean Energy Package (CEP) y, en particular, la Directiva (UE) 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

Actualmente ha finalizado el proceso de consulta pública de la nueva regulación de códigos de red para la respuesta de la demanda (NCDR) y está pendiente de aprobación por parte de la Comisión, que estaba previsto para 2025. El NCDR establecerá las normas armonizadas para facilitar el acceso al mercado de la respuesta de la demanda, incluido el consumidor, el almacenamiento y la generación distribuida (agregada o no). Permitiendo la contratación de servicios mediante mecanismos de mercado por parte de los gestores de redes de distribución (GRD) y los gestores de redes de transporte (GRT).

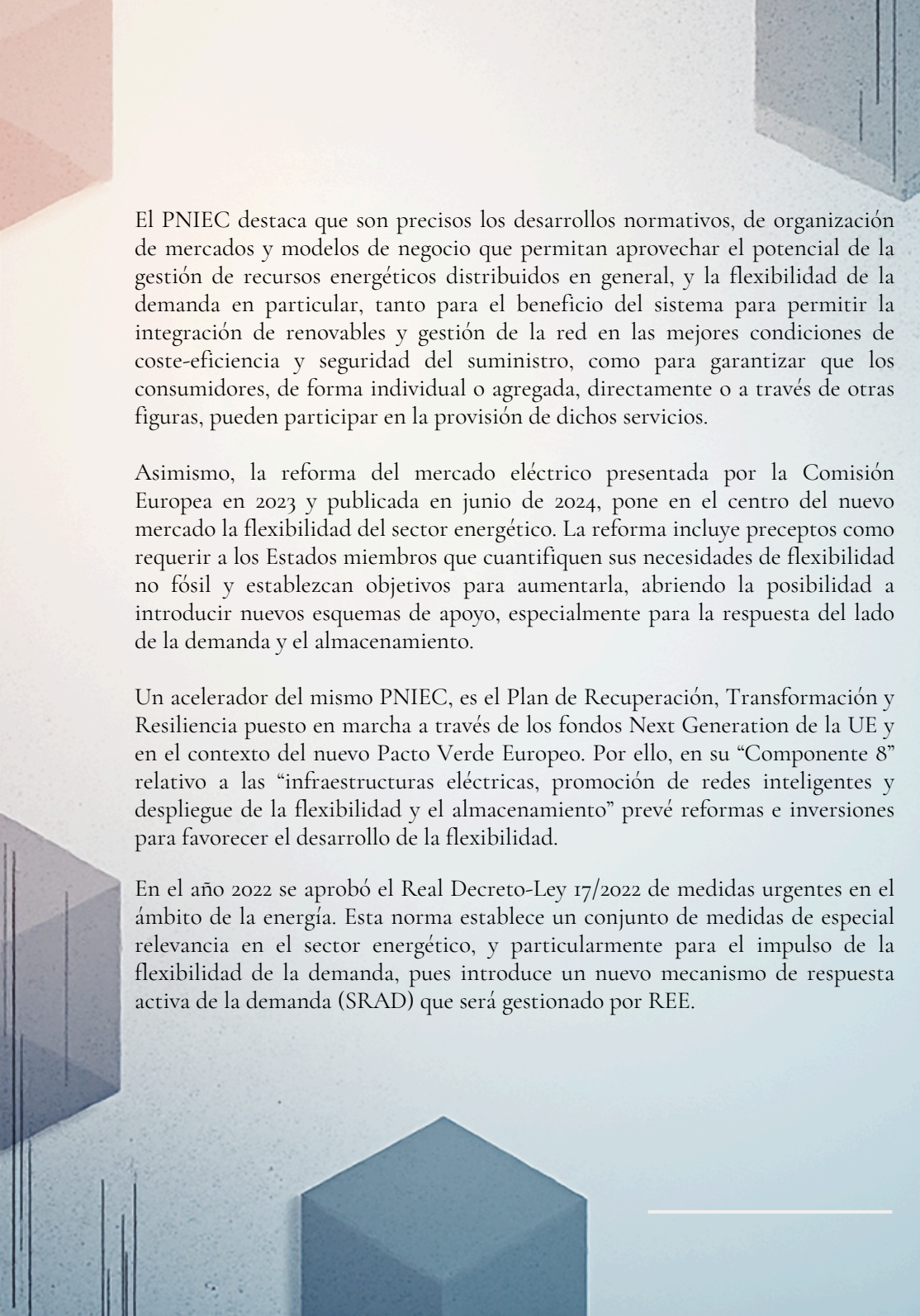
A nivel nacional, el marco regulatorio de la flexibilidad de la demanda se encuentra poco desarrollado y disperso en diversas normas ya existentes, las cuales poco a poco se han ido modificando con el objetivo de ir transponiendo las Directivas Europeas, si bien parcialmente.

Destacamos la introducción en el ordenamiento jurídico español de las figuras del almacenamiento, de la agregación y de los agregadores independientes, de las comunidades de energías renovables, de la hibridación o de los bancos de pruebas regulatorios; que fueron incorporadas a la regulación mediante el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Por otro lado, fue aprobada la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética que puso en el centro de la acción política la lucha contra el cambio climático y la transición energética. Es relevante señalar que esta ley recoge en su Disposición final undécima un mandato expreso al Gobierno y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para presentar una reforma del marco normativo en materia de energía que impulsara: (a) la participación de las personas consumidoras en los mercados energéticos, incluida la respuesta de demanda mediante la agregación independiente; (b) las inversiones en la generación de energía renovable variable y flexible, así como la generación distribuida; (c) el almacenamiento de energía; (d) el aprovechamiento de las redes eléctricas, el uso de la flexibilidad para su gestión y los mercados locales de energía; entre otros.

Asimismo, la Ley de Cambio Climático contiene los elementos reguladores del primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Recordemos que los PNIEC son herramientas de planificación de los estados miembros llamados a orientar las grandes decisiones en materia de política energética y climática y de las inversiones públicas y privadas asociadas a esta.

En este sentido, cabe destacar que la actualización del PNIEC publicada en septiembre de 2024 incluye como línea de actuación específica la Medida 1.6. “Gestión de la demanda y flexibilidad” y que entre sus objetivos incorpora el necesario desarrollo del marco regulatorio y normativo para la gestión de la demanda y la Medida 1.5 “Almacenamiento Energético” como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico y situar a la ciudadanía en el centro.

The background of the page features abstract geometric shapes. In the top left corner, there is an orange trapezoid. In the top right, a grey trapezoid is partially visible. Along the bottom edge, there are several blue and grey geometric shapes, including a large blue trapezoid on the left and a smaller blue trapezoid on the right. A thin white horizontal line is located near the bottom right of the page.

El PNIEC destaca que son precisos los desarrollos normativos, de organización de mercados y modelos de negocio que permitan aprovechar el potencial de la gestión de recursos energéticos distribuidos en general, y la flexibilidad de la demanda en particular, tanto para el beneficio del sistema para permitir la integración de renovables y gestión de la red en las mejores condiciones de coste-eficiencia y seguridad del suministro, como para garantizar que los consumidores, de forma individual o agregada, directamente o a través de otras figuras, pueden participar en la provisión de dichos servicios.

Asimismo, la reforma del mercado eléctrico presentada por la Comisión Europea en 2023 y publicada en junio de 2024, pone en el centro del nuevo mercado la flexibilidad del sector energético. La reforma incluye preceptos como requerir a los Estados miembros que cuantifiquen sus necesidades de flexibilidad no fósil y establezcan objetivos para aumentarla, abriendo la posibilidad a introducir nuevos esquemas de apoyo, especialmente para la respuesta del lado de la demanda y el almacenamiento.

Un acelerador del mismo PNIEC, es el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia puesto en marcha a través de los fondos Next Generation de la UE y en el contexto del nuevo Pacto Verde Europeo. Por ello, en su “Componente 8” relativo a las “infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento” prevé reformas e inversiones para favorecer el desarrollo de la flexibilidad.

En el año 2022 se aprobó el Real Decreto-Ley 17/2022 de medidas urgentes en el ámbito de la energía. Esta norma establece un conjunto de medidas de especial relevancia en el sector energético, y particularmente para el impulso de la flexibilidad de la demanda, pues introduce un nuevo mecanismo de respuesta activa de la demanda (SRAD) que será gestionado por REE.

Este mecanismo, basado en subastas anuales, se reserva a unidades de programación de demanda mayores a 1MW y se pretende activar en aquellos casos en que se produzca un agotamiento de la energía de balance a subir proporcionada por los servicios de balance estándar. En 2025 se ha publicado una modificación de este mecanismo que, entre otros cambios, permite la agregación de instalaciones de demanda de potencia contratada inferior a 1MW y la celebración de las subastas cada 6 meses.

En septiembre de 2024 se publicó la “Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica”, que en la que se establece un tipo de acceso denominado “Capacidad de acceso flexible” bajo la cual no se garantiza el suministro de una potencia activa firme en todas las horas del año. Actualmente, este acceso flexible está pendiente de desarrollo normativo por parte de la CNMC, concretamente las especificaciones de detalle previstas en la Circular.

A partir del 1 de diciembre de 2024, el mercado eléctrico español se ha modificado, implementando un sistema de liquidación de desvíos cada 15 minutos (ISP15) en lugar de la liquidación horaria y se han modificado los periodos de negociación en el mercado mayorista pasando los mercados intradiarios de periodos de 1h a 15 minutos el 18 de marzo de 2025 y el mercado diario a la misma resolución el 1 de octubre de 2025 (MTU15). Estas modificaciones se enmarcan dentro de la regulación europea y buscan mayor precisión en la compensación de desvíos entre producción y consumo, optimizando la eficiencia y facilitando la integración de energías renovables.

Cabe recordar que la participación en los servicios de balance del sistema eléctrico español con ofertas de 15 minutos se implementó en mayo de 2022, afectando específicamente a la asignación y liquidación de los servicios de ajuste del sistema, como la regulación secundaria, terciaria y las reservas de sustitución, llevándose a cabo en cumplimiento del Reglamento europeo de balance (UE) 2017/2195.

Con fecha 24 de junio se publicó como consecuencia del apagón en la España peninsular el Real Decreto-ley 7/2025, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico. En el mismo se incluyó el almacenamiento y la flexibilidad como elementos que contribuyen a la resiliencia y robustez del sistema y regulaba en mayor detalle la figura del agregador. Este Real Decreto fué derogado al no convalidarse en el congreso, sin embargo pone de manifiesto la importancia de estos elementos en la transición energética.

Por último, durante el año 2024 e inicios de 2025 se han llevado a cabo diferentes consultas públicas por parte del Ministerio y la CNMC que están relacionadas con la flexibilidad de la demanda y que esperamos se desarrollen o publiquen en los próximos meses, tales como:

- Consulta específica para la revisión de la metodología de cálculo de peajes eléctricos de la circular 3/2020 para el periodo regulatorio 2026-2031.
- Real Decreto por el que aprueba el Reglamento General de Suministro y Contratación y se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica.
- Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español.
- Consulta pública previa del proyecto de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Consulta pública previa sobre la propuesta de convocatoria de ayudas para la flexibilidad y la gestión de la demanda con fondos FEDER 21-27.

Aunque el contexto normativo español está avanzando rápidamente, y las bases para el desarrollo de la regulación de la flexibilidad de la demanda ya están sentadas y marcadas en nuestra legislación, sigue siendo necesario trabajar en la implementación del marco normativo que permita su pleno desarrollo. De manera resumida, los puntos de las Directivas Europeas pendientes de transposición a la normativa nacional en cuanto a la flexibilidad de la demanda son:

- La DSF debería poder participar en todos los mercados eléctricos.
 - Debería haber una participación no discriminatoria en los mercados de los proveedores de DSF, incluyendo los agregadores independientes.
 - Los agregadores independientes deberán poder contratar con consumidores sin requerir el consentimiento de terceras partes.
 - Si se contemplara una compensación al comercializador para la participación de la DSF en los mercados a partir del agregador independiente, dicha compensación no debería generar una barrera de entrada.
 - Las empresas distribuidoras deberían poder obtener servicios de flexibilidad con el fin de mejorar la eficiencia en la explotación y el desarrollo de la red de distribución.
-

1.3. Objetivo del documento

Este documento nace del esfuerzo colectivo de los miembros del Grupo de Trabajo de Regulación del Cluster de l'Energia Eficient de Catalunya (CEEC). A partir de la experiencia de sus miembros (comercializadoras, agregadores, empresas de distribución, ingenierías, entre otros), el documento pone en común las prioridades a nivel regulatorio para desarrollar la flexibilidad de la demanda en nuestro país.

La voluntad de los miembros de este Grupo de Trabajo es la de colaborar abiertamente con los agentes reguladores y demás entidades implicadas, para avanzar en el desarrollo de las distintas prioridades regulatorias identificadas en este documento.

En este sentido, este documento se estructura en cuatro secciones. Las tres primeras analizan la motivación y prioridades regulatorias para el desarrollo efectivo de la flexibilidad de la demanda (participación en todos los mercados eléctricos, agregación de los recursos de flexibilidad de la demanda distribuida, e implementación de la figura del agregador independiente). La última sección plantea el uso de la innovación regulatoria (sandboxes regulatorios) para avanzar en algunas de las prioridades regulatorias identificadas.

Motivo actualizacion

Los cambios normativos expuestos anteriormente, que afectan directamente a la participación en los mercados y a la Flexibilidad del lado de la demanda, justifican la actualización del presente documento

2. Participación de la flexibilidad de la demanda en todos los mercados eléctricos

2.1. Motivación

Tal y como la Directiva (UE) 2019/944 del Mercado Interior de la Electricidad presenta en su artículo 17, “los Estados miembros permitirán y fomentarán la participación de la respuesta a la demanda mediante agregación en los mercados de electricidad”. La apertura de todos los mercados de electricidad disponibles a la participación efectiva de la DSF es necesaria para poder asegurar el desarrollo de esta fuente de flexibilidad. De hecho, uno de los elementos fundamentales para la participación activa de los consumidores a favor de las necesidades del sistema eléctrico es su capacidad de poder rentabilizar las activaciones de su flexibilidad y las adaptaciones a los requisitos de los distintos mercados.

A continuación, la Tabla 1 presenta un resumen de los distintos mercados eléctricos existentes en el sistema eléctrico español (Marzo 2025), con el objetivo de observar el estado actual de la apertura de los mercados eléctricos a la DSF.

Mercado	¿Existe un mecanismo de mercado?	¿Puede participar la demanda?	¿Puede participar el almacenamiento?	¿Pueden participar las UPS agregadas?	Normativa aplicable
Mercado mayorista (diario e intradiario)	Si	Si (a través de BRP)	Si (a través de BRP)	Si	Resoluciones CNMC Web OMIE
Mercados de Balance					
Primaria (FCR)	No				PO 7.1.
Secundaria (aFRR)	Si	Si	Si	Si	PO 7.2.
Terciaria (mFRR)	Si	Si	Si	Si	PO 7.3
Reservas de Sustitución (RR)	Si	Si	Si	Si	PO 3.3
Servicio de respuesta activa de la demanda	Si	Si	Si (detrás del contador)	Si	P.O. 7.5
Servicios de no frecuencia y RRTT					
Servicio de control tensión	SI (RdT >5MW)	SI	SI (Sandbox y nuevo P.O. 7.4)	Si (CUPS>5 MW)	Nuevo P.O. 7.4 con entrada en vigor progresiva
Restricciones técnicas	Si	Si (>1 MW)	Si	Agregación geográfica	PO 3.2
Mercado de capacidad	No				Consulta pública Ministerio
Mercados locales de congestión	No				

* Por almacenamiento se entiende el almacenamiento “delante del contador”.

Tabla 1. Apertura a la DSF de los mercados existentes en el sistema eléctrico español.

En este sentido, la prioridad es crear un mecanismo de mercado por cada uno de los servicios gestionados por REE contemplando la participación de la demanda de forma agregada, para asegurar las inversiones necesarias para mantener la seguridad del sistema a medio plazo. La demanda agregada tendría que poder participar en cada servicio, de forma no discriminatoria e inclusiva.

A continuación, la Tabla 2 presenta las características más relevantes de los mercados donde la DSF puede participar a día de hoy, que permiten evaluar la posibilidad de la DSF de participar en los mercados de manera efectiva. En particular se observa la existencia de:

- Pago por capacidad o disponibilidad: Indica si el servicio contempla un pago en €/MW por la disponibilidad de un activo de modificar su consumo. Este concepto es importante para asegurar inversiones a corto/medio plazo (este pago es independiente de la existencia de un mercado de capacidad).
- Tamaño mínimo oferta UP: Indica los MW necesarios a ofertar para participar en el mercado. Cuanto más pequeña es esta cantidad, menor número de consumidores flexibles serán necesarios para empezar a operar en el mercado.
- Simetría de la oferta: La flexibilidad puede ser en dos direcciones, a subir o a bajar. Si la oferta tiene que ser simétrica (o seguir un ratio entre las dos direcciones), se limita la capacidad flexible de los consumidores ya que podrían tener flexibilidad solamente en una dirección.
- Cierre ofertas: Indica cuanto tiempo antes de la eventual activación de flexibilidad hay que enviar la oferta al mercado. Cuanto más cerca al periodo de activación mejor para poder ajustar las ofertas al estado de los activos flexibles.
- Resolución del producto: Indica el tiempo mínimo durante el cual hay que ofertar flexibilidad. Si es más largo de una hora limita la participación de la demanda en el mercado.

Mercado	Pago por capacidad	Tamaño mínimo UP	Simetría ofertas	Cierre ofertas	Resolución del producto
Secundaria (aFRR)	Si	1MW (100 MW)*	No	d-1 16:00h	15 minutos
Terciaria (mFRR)	No	1MW	No	d 25 min antel.	15-30 min
Reservas de Sustitución (RR)	No	1MW	No	d 50 min antel.	15 - 60 min
Restricciones técnicas	No	1 MW (no agregado)	No	d 1 hora antel.	15 minutos
Servicio de respuesta activa de la demanda	Si	1MW	No	Subasta semestral	2h

*Para la participación en el mercado de secundaria las UP formar parte una reserva habilitada por BSP de un mínimo 100 MW.

Tabla 2. Requisitos técnicos para la participación de la DSF en los mercados eléctricos que permiten su participación.

Además de los mercados de flexibilidad anteriormente mencionados, la demanda flexible también puede aprovechar su flexibilidad participando en los mercados mayoristas de energía (mercado spot y mercados intradiarios), bajando su consumo en horas donde la electricidad es más cara, y subiendo su consumo cuando la electricidad es más barata. Actualmente, solamente las comercializadoras que ya tienen actividad en estos mercados pueden aprovechar indirectamente la flexibilidad de sus clientes, ya que no existe un mecanismo donde la demanda pueda ofertar de manera explícita una bajada de consumo en los mercados mayoristas, como por ejemplo sucede en Francia a través del denominado mecanismo NEBEF (cuyo objetivo es reducir puntas de precio del mercado mayorista).

2.2. Prioridades regulatorias

Mercados existentes abiertos a la participación de la DSF

A continuación, se detallan las prioridades para acelerar la participación de la demanda en cada uno de los mercados de balance ya abiertos a la demanda.

En primer lugar, consideramos que es importante destacar que, a pesar de contar con la aprobación de los procedimientos de operación adaptados a las nuevas condiciones relativas al balance desde diciembre de 2020, a día de hoy no participan de forma activa Unidades de Programación de demanda en dichos mercados, a excepción del SRAD. A pesar de esto, hay algunas UPs de demanda que están precalificadas para participar en regulación la reserva terciaria, aunque no tengan actividad en el mercado. Este hecho ejemplifica la necesidad de entender aquellos elementos que impiden la participación efectiva de la DSF. En el ámbito regulatorio específicamente, a continuación se mencionan un conjunto de elementos regulatorios que se consideran prioritarios para favorecer esta participación efectiva:

- **Secundaria (aFRR)**
 - Eliminar el requerimiento sobre el tamaño mínimo habilitado por BSP de 100MW.
 - Poner el cierre de las ofertas de capacidad más cercano a la entrega del servicio.
- **Terciaria (mFRR) y Reservas de sustitución (RR)**
 - Plantear un pago por capacidad para poder incentivar la participación de recursos de demanda y asegurar inversiones para la provisión del servicio a medio plazo.
- **Restricciones técnicas**
 - Disminuir el tamaño mínimo por CUPS necesario para poder participar en el servicio a 100 kW.

- **Servicio de la Respuesta Activa de la Demanda (SRAD):**
 - Eliminar la exclusividad de este servicio permitiendo la participación en otros mercados de balance durante las horas de no prestación del mismo.
 - Disminuir drásticamente la resolución del producto para ampliar el número de consumidores que pueden participar en el mercado, a través de subastas mensuales.
 - **Servicio de Control de tensión:**
 - Permitir que la demanda conectada a la red de distribución y sin mínimo de potencia por CUPS, pueda participar de manera agregada en UPs de 100kW mínimo.
 - **Requerimientos de enviar telemetria en tiempo real a través del centro de control:**
 - Revisar la necesidad de obtener telemetria en tiempo real, especialmente para SRAD y mecanismos de capacidad, así como reducir la granularidad de la misma a 15 minutos en servicios de tipo de respuesta lentos (SRAD, mFRR), en la línea de otros países europeos.
 - Habilitar la opción de reportar telemetria correspondiente al recurso flexible (submetering) en lugar de la telemetria correspondiente al punto frontera.
-

2.3. Mercados inexistentes o aún no abiertos a la participación de la DSF

- Mercado de capacidad

El informe del operador del sistema para el año 2021 estima que el operador del sistema invirtió 315 millones de euros en mecanismos de capacidad por el lado de la generación. En el marco de las medidas 2.1.3 y 2.2 del PNIEC y la estrategia nacional de almacenamiento, respectivamente, se prevé, en el horizonte 2050, la retirada de la mitad de estos contratos por valor de 13 GW para introducir la entrada de 6 GW de almacenamiento y la participación de la demanda para cubrir este servicio. En este contexto, el ministerio publicó el Proyecto de Orden por el que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español el 18 Diciembre de 2024. El objetivo de este mercado es preservar la seguridad de suministro y ofrecer señales de inversión para que soluciones que aportan firmeza y flexibilidad, como la gestión de la demanda y el almacenamiento, se incorporen definitivamente al sistema y se avance ordenadamente hacia una economía neutra en emisiones de carbono. El grupo de trabajo acoge favorablemente esta propuesta, aunque hay algunos puntos que consideramos importantes destacar para que su ejecución realmente favorezca el despliegue de la flexibilidad de la demanda.

El diagnóstico del grupo de trabajo de flexibilidad para este mercado en definición puede resumirse en cuatro ideas principales:

1. Que se incluya un cupo mínimo de participación de la demanda y almacenamiento en el mecanismo, ya que consideramos importante que las convocatorias en mercado de capacidad tengan en cuenta las necesidades de almacenamiento y demanda flexible en la red de distribución y transporte.

2. Para valorar la disponibilidad de la demanda, la propuesta es verificar que haya mantenido un consumo medio disponible elevado a barras de central, en las horas de estrés, igual o superior a la potencia firme adjudicada. Consideramos necesario, para esos CUPS que pueden inyectar a red debido a generación o almacenamiento detrás del contador, tener en cuenta esta casuística.
3. Para el cálculo del coeficiente de firmeza atribuido a la demanda, será importante publicar el coeficiente de firmeza basado en la capacidad demostrada en otros mercados europeos donde la demanda tiene más recorrido a la hora de ofrecer estos servicios.
4. Que se elimine la necesidad de reportar telemida a través de un centro de control ya que es una de las principales barreras para que flexibilidad de pequeños recursos pueda participar en este mercado. Aparte, es la práctica más extendida en Europa, siempre la pequeña demanda puede participar en mercados de capacidad sin reportar medida en tiempo real.

- **Servicios rápidos de frecuencia**

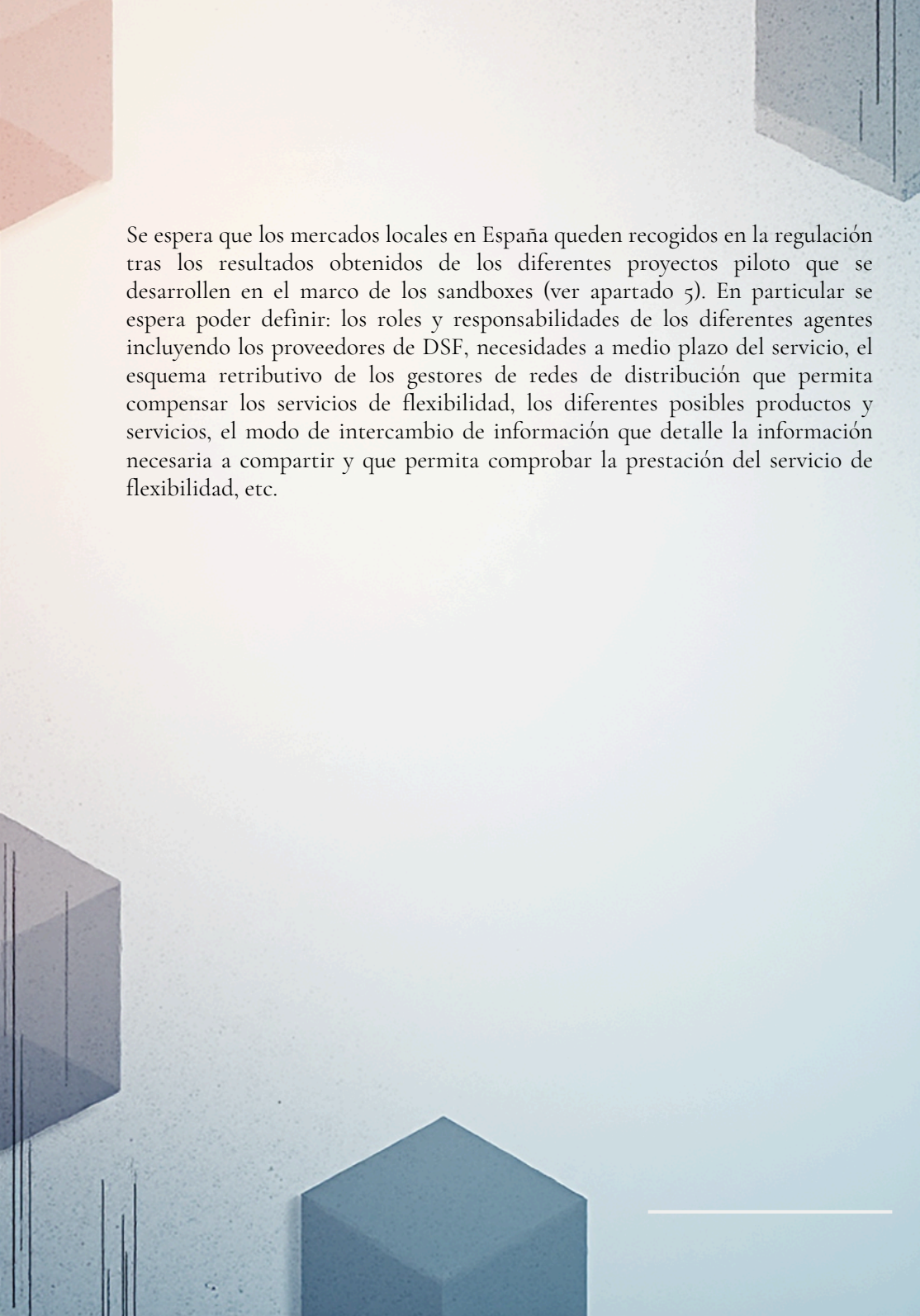
Con el incremento de penetración de fuentes renovables en el sistema de carácter asíncrono, se espera una mayor demanda por parte del operador del sistema de servicios rápidos de frecuencia, como por ejemplo el servicio de regulación primaria, el cuál actualmente es un servicio obligatorio y no remunerado en España. Debe modificarse el servicio de regulación primaria e implementarse un mercado potestativo, transparente y retribuido, de regulación primaria (conocido en Europa como FCR, Frequency Containment Reserves) que permita participar tanto a las instalaciones de generación, demanda como a las de almacenamiento. Precisamente, las características técnicas de este último tipo de recursos los hacen muy favorables a ofrecer servicios de respuesta rápida.

- **Mercados locales de congestión**

La alta penetración de generación renovable distribuida así como el incremento de otros recursos distribuidos conectados a la red de distribución pone de manifiesto la necesidad de aportar nuevos servicios de flexibilidad en las redes de distribución que contribuyan a conseguir una integración segura y eficiente de los recursos distribuidos, manteniendo los niveles de fiabilidad y calidad del suministro eléctrico, entendiendo nuevos servicios de flexibilidad los servicios de gestión de congestiones, control de tensión y otros posibles servicios pendientes de definir.

Para poder desarrollar dichos mercados en España, debe acelerarse el marco regulatorio que por un lado, incentive y habilite a los gestores de la red de distribución a planificar el desarrollo de las redes de distribución incluyendo servicios de flexibilidad que fomenten la participación del lado de la demanda con la consecuente modificación en el esquema retributivo y por otro lado, se desarrolle el mecanismo de mercado, transparente y participativo que permita a los gestores de las redes de distribución adquirir servicios de flexibilidad y la participación de la demanda.

Con el objetivo de contribuir al desarrollo de los mercados locales de flexibilidad en España, la demanda ha participado en diferentes proyectos piloto financiados por la Comisión Europea como Coordinet, OneNet o Smartnet, además de otros pilotos financiados a nivel nacional como IREMEL, que han contribuido en la definición tanto de los posibles esquemas de mercado como de los diferentes productos y servicios además de diseñar los diferentes esquemas de coordinación entre los agentes, nuevas plataformas necesarias, necesidades tecnológicas, etc.

The background of the page features several abstract, three-dimensional geometric shapes. In the top left corner, there is a reddish-orange rectangular block. In the top right corner, a grey rectangular block is partially visible. Along the left edge, there are several dark blue and grey rectangular blocks of varying heights and widths. At the bottom center, there is a large, dark blue triangular prism. A thin white horizontal line is positioned near the bottom right of the page.

Se espera que los mercados locales en España queden recogidos en la regulación tras los resultados obtenidos de los diferentes proyectos piloto que se desarrollen en el marco de los sandboxes (ver apartado 5). En particular se espera poder definir: los roles y responsabilidades de los diferentes agentes incluyendo los proveedores de DSF, necesidades a medio plazo del servicio, el esquema retributivo de los gestores de redes de distribución que permita compensar los servicios de flexibilidad, los diferentes posibles productos y servicios, el modo de intercambio de información que detalle la información necesaria a compartir y que permita comprobar la prestación del servicio de flexibilidad, etc.

3. La agregación de la flexibilidad de los recursos energéticos distribuidos en los mercados eléctricos

3.1. Motivación

En algunos casos, la flexibilidad de la demanda puede ser suministrada al mercado directamente de grandes consumidores industriales / comerciales o sistemas de almacenamiento conectados directamente a la red. Sin embargo, la mayoría de los consumidores y recursos distribuidos requieren de un agente intermediario para beneficiarse de estos mercados ya que no disponen de medios para actuar directamente en los mercados eléctricos. Las principales causas de esto son:

- Los consumidores por sí solos no disponen de una capacidad para proporcionar el volumen mínimo requerido por el mercado (por ejemplo, 1 MW en caso de los mercados de balance).
 - Les falta conocimiento de los mercados, capacidades tecnológicas y/o recursos económicos para poder establecerse como proveedores de servicios de flexibilidad.
 - Se encuentran con un retorno de la inversión demasiado pequeño dado el elevado ratio de coste de operación individual frente a los ingresos potenciales.
-

Así pues, para fomentar la participación de la DSF en los mercados, los servicios de agregación son cruciales. Un agregador de la demanda opera un conjunto de recursos flexibles y distribuidos para ofertar paquetes de flexibilidad formados por la gestión de múltiples recursos pequeños, como una sola unidad en los mercados de electricidad disponibles. El rol del agregador incluye, entre otros, ofertar en los mercados de flexibilidad, gestionar las cargas en caso de activación, optimizar su portfolio de recursos, gestionar relaciones con los propietarios de los recursos, disponer de un conocimiento profundo de los mercados de flexibilidad y requisitos de los operadores, y ofertar soluciones tecnológicas (de hardware y software) para activar su flexibilidad.

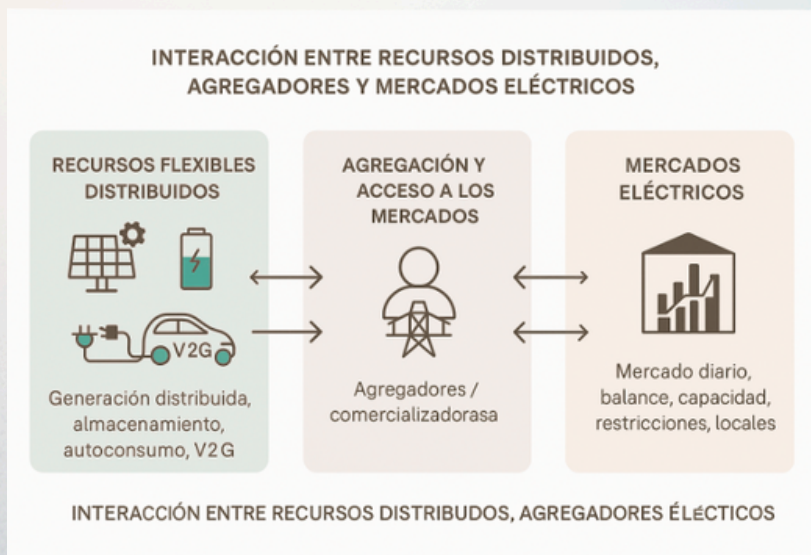


Fig. 3. Los recursos energéticos que disponen de flexibilidad acceden a los distintos mercados eléctricos abiertos a su participación directamente o a través de un intermediario o agregador. Fuente: Elaboración propia.

3.2. Prioridades regulatorias

A nivel general, las prioridades regulatorias en España para acelerar la participación de la demanda agregada, a partir de la experiencia en los mercados actualmente abiertos a su participación, es decir los mercados de balance, son:

- Permitir la constitución de Unidades de Programación mixtas para la agregación de recursos, que puedan incorporar activos de generación, demanda y almacenamiento simultáneamente.
- Agilizar el proceso de habilitación de las UPs para adaptarse a agregaciones de activos cambiantes. Actualmente son necesarios al menos 2 meses para completar la solicitud, 1 mes para la confirmación del gestor de la red de distribución y 3 meses para la realización de pruebas. Es decir, actualmente son necesarios como mínimo 6 meses para habilitar una UP.
- Que un activo mantenga su acreditación, de cara a cambios de agente que lo represente (Representante, comercializador o agregador independiente) y que este cambio sea ágil.
- Mejorar la calidad, frecuencia y accesibilidad de los datos proporcionados por parte de los responsables de medida (distribuidores). Idealmente, creación de un hub de medidas a nivel nacional operado por parte de un agente o organismo ajeno e independiente.
- Disponer de la medida en tiempo real de la medida de contador fiscal.
- Que se permita la creación de unidades de programación con activos behind the meter, mediante la implementación de equipos de submedida específicos y reconocimiento de dichas medidas en el proceso de medición. De esta manera se podría desagregar el comportamiento de los activos flexibles de las unidades de programación de los consumos no gestionables, que seguirían formando parte del portfolio del comercializador.

- 
- Evitar la doble imposición del almacenamiento detrás de contador, tanto de peajes y cargos, costes de servicios de balance e impuestos para fomentar el arbitraje de precios y participación en los mercados de regulación.
 - Que los autoconsumidores acogidos a compensación simplificada puedan participar en los mercados tanto como demanda como generadores y aportar y valorar su flexibilidad.
 - Baterías y V2G detrás de contador sin generación renovable puedan acogerse al mecanismos de compensación simplificada.
-

4. La figura del agregador independiente en el desarrollo de la flexibilidad de la demanda

4.1. Motivación

La Directiva (UE) 944/2019, en su artículo 2(19), define el agregador independiente como: “Participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente”.

Los agregadores independientes representan una vía con mucho potencial para llevar la flexibilidad procedente de los consumidores activos al mercado y aumentar la competencia de mercado. Una de las principales razones que explica la relevancia de esta figura es su modelo de negocio y razón de ser, que depende directamente de gestionar correctamente la flexibilidad de la demanda de sus clientes y de los ingresos que éstos puedan obtener de los mercados. Otra de las razones de ser de la figura del agregador independiente es la posibilidad que ofrecen a los consumidores de elegir el proveedor de servicios de flexibilidad que mejor se ajuste a sus necesidades. Contratar un agregador independiente significa que los consumidores no están ligados a un único proveedor energético. Eso mejora la competencia del mercado y permite que los consumidores escojan su comercializadora de preferencia así como su agregador, de manera independiente.

El marco normativo actual en España incluyó por primera vez la figura del Agregador Independiente (AI) dentro de los sujetos del sistema eléctrico con la publicación del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio y que modificó la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. Sin embargo, se encuentra pendiente de desarrollo reglamentario los procedimientos de detalle para su implementación y tras varios retrasos, su entrada en funcionamiento no se espera antes de Marzo 2026.

En este sentido, la CNMC lanzó el 9 de Julio de 2024 la consulta pública específica para la revisión de las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación de los sistemas y el Ministerio en julio de 2024 una propuesta de Reglamento de contratación del suministro y contratación que incluía las condiciones y los principios por los que se debería regir la figura del agregador independiente.

4.2. Prioridades regulatorias

Para fomentar el desarrollo de la flexibilidad de la demanda, la entrada de los agregadores independientes debería priorizarse, pues es un figura inicialmente prevista para otoño de 2022. Su formalización se ha ido retrasando, y según la última actualización de la hoja de ruta de REE, está prevista para Marzo 2026. Estos continuos retrasos en la implementación, no solamente han ralentizado el despliegue de la flexibilidad en España, sino también creado incertidumbre para esas empresas que quieren actuar como agregadores independientes.

En este sentido, se considera que además de la necesidad de acelerar la implementación de esta figura es importante que su desarrollo contemple su participación efectiva en los distintos mercados eléctricos. A continuación se resumen los derechos y obligaciones definidos en el artículo 17 de la la Directiva (UE) 944/2019, que deberían observarse en la implementación de esta figura en el mercado español.

Derechos	Obligaciones
Participar en todos los mercados de electricidad sin necesidad de consentimiento de otros agentes y recibiendo un trato no discriminatorio por parte de los operadores de la red.	Garantizar la privacidad de los datos de sus clientes.
Disponer de un acceso a los datos de los usuarios fácil, equitativo y no discriminatorio que proteja la información comercial sensible y los datos personales del cliente.	Ser económicamente responsables de los desvíos provocados en el sistema eléctrico; es decir, serán BRPs.
Tener un contrato con el consumidor que no incurra en ningún tipo de pago adicional, multa o restricción al consumidor por parte del comercializador.	Si el Estado miembro así lo establece, compensará económicamente a las comercializadoras de sus clientes que puedan verse afectadas durante la activación de los servicios de agregación.
Disponer de unos requisitos técnicos que garanticen su participación en los mercados de electricidad.	Si así se aprueba, ser objeto de un régimen sancionador como el resto de los participantes de mercado por sus infracciones.

Tabla 3. Derechos y obligaciones del agregador independiente según el artículo 17 de la Directiva (UE) 944/2019.

Así pues, sin perjuicio de los derechos y obligaciones que se describen en la tabla anterior, es urgente trabajar en el modelo de implementación de la figura del agregador independiente en España, particularmente en lo que hace referencia a:

- Su participación en todos los mercados eléctricos sin el consentimiento o aprobación de otros participantes del mercado, incluyendo la comercializadora del cliente.
 - El modelo de compensación / corrección que mejor se adapte a las características de cada uno de los mercados o servicios donde participe el agregador independiente. No es necesario que el modelo sea único para todos ellos.
 - Si es necesario, contar con una metodología de cálculo del punto de referencia (baseline) y de qué manera se dará acceso a los datos necesarios por parte del agregador independiente. El grupo de trabajo, respondió a la consulta pública sobre agregador independiente el pasado 27/02/2023 que puede consultarse aquí.
-

5. Innovación regulatoria y sandboxes

5. 1. Motivación

En las secciones anteriores se han expuesto las prioridades regulatorias que se considera deben ser abordadas para conseguir el desarrollo efectivo de la flexibilidad de la demanda en España. Estas prioridades han sido identificadas en tres ejes principales: la participación de la flexibilidad en los mercados eléctricos existentes y de nueva creación, la agregación de los recursos de flexibilidad de la demanda distribuida, y la implementación de la figura del agregador independiente. Como prioridades, se han definido barreras regulatorias o la ausencia de un marco regulatorio favorable a los intereses de la apertura en el mercado los servicios y beneficios que la flexibilidad de la demanda le puede brindar al sector eléctrico; intereses, que como se expuso en el inicio del documento, están ligados a los objetivos de la transición energética sobre la base del cumplimiento de la política energética europea. En esta sección se indican cuáles de estas prioridades regulatorias pueden ser resueltas con el uso de sandboxes regulatorios.

Los sandboxes regulatorios se promueven con el objetivo de conseguir que la innovación regulatoria siga el mismo ritmo de crecimiento que el de la innovación tecnológica. Dado el anterior marco técnico y regulatorio del funcionamiento de, en concreto, un sistema eléctrico centralizado, muchos productos y servicios que están surgiendo dentro de un modelo descentralizado, han venido encontrando barreras regulatorias o la ausencia de una regulación favorable a su entrada al mercado.



En este sentido, los sandboxes regulatorios buscan dinamizar la regulación, como prioridad, para solventar las barreras identificadas, rediseñando las normativas existentes o diseñando unas nuevas para, i) permitir la entrada al mercado de la tipología de los nuevos productos y servicios antes descritos, ii) garantizar el equilibrio competitivo entre los agentes innovadores, y iii) para proteger los intereses de los consumidores.

Ya en la práctica, los sandboxes regulatorios son escenarios con delimitaciones geográficas, temporales y regulatorias en la que el regulador, los proponentes que han identificado una barrera regulatoria o la ausencia de regulación, y en algunos casos los beneficiarios finales de los productos y servicios, experimentan un nuevo marco regulatorio. La puesta en marcha de un sandbox regulatorio contempla previamente una serie de filtros que permiten identificar qué barreras merecen ser solventadas por este medio, ya que la innovación regulatoria puede ser abordada por el regulador sin la necesidad de establecer las limitaciones antes planteadas. En este sentido, entre los objetivos del Grupo de Trabajo de Flexibilidad de la Demanda del CEEC está el de impulsar proyectos conjuntos en el ámbito de la flexibilidad de la demanda, algunos de los cuales podrían tener encaje en el contexto de los sandboxes regulatorios.



Por lo cual, como parte de nuestro posicionamiento regulatorio, destacamos la necesidad de que haya otra convocatoria de sandboxes, como hubo en el 2023, para poder dar luz verde a nuevos proyectos innovadores en el ámbito de la flexibilidad de la demanda, resaltando la necesidad de que los tiempos para resolver la convocatoria no se extiendan como ha pasado en esta primera convocatoria (la resolución definitiva de la convocatoria publicada en julio de 2023 se resolvió en Marzo del 2025). Finalmente, resaltamos la importancia de permitir que los mercados locales de congestión queden recogidos en la regulación tras los resultados de los proyectos piloto que se están desarrollando en el marco del sandbox regulatorio S2F.

5.2. Contexto europeo y español

De acuerdo con ACER y CEER, aunque varios estados miembros de la UE están llevando a cabo experimentación regulatoria, no existe una disposición equivalente a nivel de la UE. Estas dos entidades afirman que esto podría limitar la eficacia de la acción nacional cuando las normas de la UE se interponen involuntariamente en el camino.

Por lo cual, proponen la provisión de un paraguas de la UE para el enfoque de los sandboxes regulatorios que permita compartir conocimientos resultantes para evitar la necesidad de replicar proyectos piloto en cada Estado miembro y así conseguir acelerar las decisiones sobre la necesidad de adaptar la regulación. Respecto a casos de referencia en los países europeos, podemos destacar los casos de Reino Unido y Países Bajos. Ambos tienen un ecosistema favorable a la flexibilidad y una legislación clara para el uso de los sandboxes regulatorios.

El Reino Unido es pionero en el desarrollo de modelos de remuneración para DSOs en los que se les autoriza e incentiva a contratar servicios de flexibilidad de terceros. A la fecha, OFGEM trabaja para 2023 en el diseño de sandboxes regulatorios para estudiar la ausencia de regulación en la definición de los beneficios entre la distribuidora y los consumidores por el uso de la flexibilidad. En el caso de los Países Bajos los sandboxes han sido utilizados en servicios de flexibilidad sin permitir la participación del DSO, para que desde gestores de microrredes fueran responsables de la medición, facturación y gestión de datos. Se espera que en nuevos sandboxes los DSO puedan aplicar para ejecutar mecanismos de flexibilidad.

España cuenta desde 2022 con dos enfoques de innovación regulatoria, cada uno en un contexto de aplicación normativa concreto. Por una parte, el aprobado RD 568/2022 el 11 de julio sobre bancos de prueba regulatorios, introduce una figura regulatoria relevante para hacer frente a algunos de los elementos más complejos mencionados anteriormente. Dicho RD prevé la introducción de proyectos en los que se creen exenciones regulatorias para adecuar la introducción de reglas que promuevan con éxito la participación de nuevos agentes en el sector eléctrico, maximizando los beneficios para el sistema. Los proyectos serán de aplicación siempre y cuando la exención regulatoria que se requiera afecte, al menos, a una norma estatal distinta de las circulares de la CNMC. En este sentido, como segundo camino de innovación regulatoria, España cuenta con los proyectos de demostración regulatoria aprobados por la CNMC mediante la Circular 3/2019; es decir, para aquellos proyectos que requieran de una exención regulatoria que afecte a una norma estatal dentro del ámbito de las circulares de la CNMC.

A la fecha, con este segundo enfoque contamos con la referencia del proyecto aprobado el 22 de julio de 2022 para el control de tensión en la red eléctrica de transporte ante un escenario de elevada producción de energías renovables, propuesto por Red Eléctrica de España (REE). El cual, busca adaptar en la regulación del país la Directiva (UE) 2019/944 para permitir estudiar un mecanismo de mercado para la provisión de recurso de control de tensión. Además, permitirá adaptar el diseño del mecanismo vigente al dinamismo creciente del sistema eléctrico en lo que se refiere a una mayor flexibilidad tanto de la generación como de la demanda, autoconsumo y almacenamiento.

5.3. Encaje de las prioridades regulatorias identificadas en la figura de la innovación regulatoria

A lo largo de este documento se han presentado un conjunto de prioridades regulatorias para avanzar en la participación efectiva de la DSF en los mercados eléctricos españoles. Estas prioridades se han clasificado en tres ámbitos (avanzar en la participación de la DSF en los mercados eléctricos, avanzar en la participación de la DSF agregada, y avanzar en la implementación de la figura del Agregador Independiente).

Una de las conclusiones a las que este grupo ha llegado es que las prioridades regulatorias identificadas son potencialmente candidatas a ser parte de algún proyecto de innovación/experimentación regulatoria que permita entender y testear la mejor manera de afrontar dicha prioridad. Como se comenta en el último apartado, sería necesario poder contar con el soporte de los organismos reguladores para entender en más detalle su encaje.

En particular, las siguientes son algunas de las prioridades incluídas en este documento que proponemos resolver:

- **Para avanzar en la participación de la flexibilidad de la demanda en los mercados eléctricos:**
 - Creación de Mercados locales para gestionar congestiones en las redes de distribución.
 - Participación de la flexibilidad de la demanda en los mercados mayoristas de electricidad con posición de compra y de venta (por ejemplo energía almacenada detrás del contador exportada)
- **Para avanzar en la agregación de la flexibilidad de los recursos energéticos distribuidos en los mercados eléctricos:**
 - Demostrar que demanda flexible detrás del contador puede participar en mercados de ajuste reportando la medida en tiempo real correspondiente al Submetering de recursos flexibles en lugar de reportar la medida en tiempo real correspondiente al punto frontera.
 - Demostrar participación en RRTT con agregación de recursos de menos de 1MW
 - Demostrar la viabilidad de la participación en SRAD, en RRTT PDBF o en el futuro mercado de capacidad, sin reportar telemedida en tiempo real a través de un centro de control y validando la prestación del servicio con la medida de la DSO (contador fiscal).

6. Conclusiones y trabajo futuro

El desarrollo de la flexibilidad de la demanda en España es un elemento clave para garantizar la transición energética, la integración de energías renovables y la resiliencia del sistema eléctrico. A pesar de los avances normativos recientes, como la modificación del mecanismo del SRAD y la apertura del mercado de restricciones técnicas o la reducción del tamaño mínimo para poder prestar el servicio de reserva secundaria, aún persisten importantes barreras regulatorias que limitan la participación efectiva de la demanda en todos los mercados eléctricos.

Es necesario acelerar la creación de nuevos mercados, como el de reserva primaria, capacidad o los mercados locales de congestión, e introducir reformas que permitan la participación de pequeños recursos distribuidos mediante mecanismos como el submetering o la eliminación de requisitos técnicos desproporcionados para pequeños recursos.

La eliminación de barreras injustificadas y la implementación de la figura del agregador independiente es estratégica para que la flexibilidad de la demanda participe en los mercados eléctricos, se democratice el acceso de los consumidores a los mismos, aumente la competencia y se reduzcan los costes del sistema. Sin embargo, la situación actual es que continúan habiendo numerosas barreras y la implementación efectiva del agregador sigue pendiente, lo que genera incertidumbre, frena inversiones en este ámbito.

Es imprescindible que la regulación defina claramente la figura del agregador, sus derechos y obligaciones, facilite el acceso a los datos necesarios y establezca un modelo que permita su integración sin barreras administrativas o económicas injustificadas.



Finalmente, se destaca la necesidad de impulsar la innovación regulatoria mediante sandboxes que permitan testar soluciones específicas para superar las limitaciones actuales. Experiencias piloto pueden ser determinantes para validar la viabilidad de la participación de recursos detrás del contador, la operativa con telemedida correspondiente a submetering para participar en mercados. La colaboración entre reguladores, empresas y otros actores será esencial para consolidar un marco que fomente la flexibilidad de la demanda como pilar de un sistema eléctrico más eficiente, sostenible y participativo.
