



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**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**

REF. CIR/DE/005/24

9 de julio de 2024

www.cnmc.es

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETO DE LA CONSULTA.....	3
2. MARCO NORMATIVO APLICABLE	4
3. CUESTIONES SOMETIDAS A DEBATE	6
3.1. Respuesta de la demanda	6
3.2. Mercados locales de servicios.....	8
3.3. Financiación de los servicios de ajuste	9
3.4. El consumidor	11
3.5. Otras consideraciones sobre el diseño del mercado mayorista	12

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

CIR/DE/005/24

1. OBJETO DE LA CONSULTA

El 19 de abril de 2024, la CNMC procedió a actualizar la Comunicación previa pública en la página web del organismo de la revisión del calendario de Circulares de carácter normativo aprobado, cuya tramitación inicia en 2024, entre las que se encuentra esta Circular, relativa a la modificación de la Circular 3/2019, con indicación expresa de la necesidad, descripción y objetivos de la misma.

Sin perjuicio de lo anterior, se ha considerado oportuno en esta materia (modificación de la circular relativa al mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema) realizar una segunda consulta pública, específica, por los siguientes motivos:

Tras la adopción de la Circular 3/2019, se han aprobado diversas metodologías europeas relativas al mercado interior de la electricidad derivadas tanto de la implementación del tercer paquete como del paquete de energía limpia.

Posteriormente, motivado por la crisis energética que siguió al periodo de pandemia provocado por el virus COVID-19 y el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, se abordó en 2023 un proceso de reforma del mercado eléctrico europeo, que acaba de culminar el 13 de junio de 2024 con la aprobación de la modificación del Reglamento 2019/943¹ y la Directiva 2019/944², entre otros.

¹ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80974>

² <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80973>

Adicionalmente, entre los compromisos que fueron adoptados en el seno de la Unión para hacer frente a la situación de crisis se encontraba la aceleración de la transición energética y de la integración del mercado energético europeo.

En este contexto, se han producido numerosos cambios en el mercado eléctrico desde que se aprobara la Circular 3/2019, merecen mención, la respuesta de la demanda, el desarrollo del almacenamiento y la hibridación de tecnologías o la implantación de subastas intradiarias europeas, que sustituyen a las subastas regionales ibéricas que contempla la vigente Circular 3/2019. También son relevantes los proyectos en curso, como el desarrollo de mercados locales de flexibilidad o la agregación independiente de demanda. Todo ello hace necesaria una revisión del texto de la Circular 3/2019, al objeto de incorporar las nuevas figuras y adaptar los procesos de mercado que han evolucionado tras su aprobación.

La mayor parte de las modificaciones necesarias referidas anteriormente son adaptaciones del texto de la Circular, ya que se refieren a actos concluidos y ya desarrollados en otra regulación de ámbito europeo o nacional: nuevas figuras como almacenamiento e hibridación, subastas intradiarias europeas, etc. Sin embargo, en otras cuestiones, como la figura del agregador independiente o los mercados locales, con la Circular se pretende identificar y regular los desarrollos que resulten necesarios para su implementación y reformar los aspectos que puedan no ser adecuados en su formulación actual.

Se plantean en esta consulta pública previa algunas cuestiones abiertas en relación con las modificaciones del segundo tipo.

Algunas de las cuestiones planteadas pueden afectar a un ámbito más amplio que supera la regulación del propio mercado encontrándose algunas de ellas actualmente en proceso de desarrollo a nivel europeo. Por ello, es posible que la reflexión que se inicia con esta consulta tenga que abordarse también posteriormente a través de diversos grupos de trabajo siguiendo las diferentes fases de implementación.

2. MARCO NORMATIVO APLICABLE

El 11 de enero de 2019 se publicó el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, donde se establecen las competencias de la CNMC en el ámbito, entre otros, de los

mercados organizados de electricidad. En particular, destaca el apartado 38 del artículo 7 introducido en la Ley 3/2013, de 4 de junio, que atribuye a este organismo la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional de conformidad con las normas del derecho europeo.

El Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad y la Directiva 2019/944, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, sientan las bases para conseguir un mercado de la electricidad europeo competitivo y flexible que facilite la participación de las energías renovables y la demanda, tratando de eliminar los obstáculos detectados para la realización de dicho mercado interior de la electricidad.

Cabe destacar el Reglamento (UE) 2024/1747, 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 y de la Directiva (UE) 2024/1711, 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, el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM); el Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA); el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL); el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (EBGL), y el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio (NCER).

De acuerdo con lo previsto en dichos reglamentos, son competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los desarrollos que se derivan de los reglamentos de mercados (CACM, FCA, EBGL). A su vez, también corresponde a esta Comisión desarrollar aquellos aspectos del Reglamento de gestión de la red de transporte (SOGL, NCER) que implican coordinación para la operación del sistema con otras autoridades reguladoras nacionales europeas, así como aspectos cuyo desarrollo y aprobación por las autoridades reguladoras nacionales están previstos en la normativa comunitaria.

Finalmente, cabe señalar que la Disposición final décima de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética contemplaba que el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en ejercicio de sus respectivas competencias, presentarán una propuesta de reforma del marco normativo en materia de energía que impulsara entre otras la participación de la respuesta de demanda mediante la agregación independiente y el aprovechamiento de las redes eléctricas, el uso de la flexibilidad para su gestión y los mercados locales de energía.

3. CUESTIONES SOMETIDAS A DEBATE

3.1. Respuesta de la demanda

La figura del agregador independiente viene definida en la Directiva (UE) 2019/944 en los siguientes términos: «*agregador independiente*»: *un participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente*. En su artículo 17, sobre respuesta de la demanda mediante agregación, la citada Directiva establece el derecho de los agregadores independientes a participar en los mercados de electricidad, en condiciones no discriminatorias. La Directiva prevé asimismo que puedan coexistir en el mercado interior distintos modelos de ejecución y enfoques de gobernanza para una agregación independiente, pudiendo cada Estado miembro elegir libremente el modelo que resulte más adecuado en su región, siempre que respete los principios generales establecidos en la Directiva.

La figura del agregador independiente fue incorporada al marco jurídico español por 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. Sin embargo, su incorporación completa al marco jurídico nacional requiere abordar un desarrollo reglamentario, tanto del papel de la nueva figura como del modelo de la agregación independiente, su operativa y los flujos económicos asociados a la misma, en particular, una posible compensación económica al comercializador.

Con este fin, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico lanzó en 2023 una consulta pública previa relativa a la elaboración de un real decreto por el que se regularán las condiciones de suministro y contratación de

energía eléctrica y se establecerán principios reguladores del agregador independiente³.

En paralelo con el proceso regulatorio nacional, en el ámbito europeo se encuentra también en desarrollo un marco regulatorio para la estandarización o armonización de algunos aspectos de la figura del agregador independiente. En efecto, se prevé que la futura Directriz de Respuesta de la Demanda (Network Code on Demand Response - NCDR), cuya propuesta ha sido elaborada por los gestores de redes (transportistas y distribuidores) siguiendo el mandato de la Comisión Europea y las directrices de la agencia ACER⁴, recopile los distintos modelos de agregación independiente implementables en la zona europea, estableciendo esta norma los requisitos y características de cada uno de dichos modelos.

Si bien actualmente se está trabajando en el texto del futuro NCDR⁵, la versión definitiva no estará disponible hasta 2025. Por tanto, se desconoce el grado de detalle que alcanzará la norma, así como cuánto condicionará la implementación de los distintos modelos de agregación que puedan haber sido anticipados por los Estados.

Una vez entre en vigor el futuro NCDR, los plazos para su implementación serán cortos y van a resultar exigentes. En España es el regulador quien aprueba las reglas y los procedimientos técnicos que regulan el detalle de la operativa del mercado y el sistema eléctrico. Se tiene ya experiencia a este respecto en el ámbito de la implementación de otros códigos de red, como el de gestión de congestiones y el de balance. Por tanto, al objeto de permitir la ejecución en plazo y forma, conviene ir anticipando las grandes decisiones y sentar de antemano las bases en la regulación de alto nivel.

En relación con la figura del agregador independiente, la respuesta de la demanda y el almacenamiento,

³ <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2023-y-anteriores/detalle-participacion-publica-k-584.html>

⁴ <https://acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-submitted-framework-guideline-demand-response-european-commission-first-step-towards-binding-eu-rules>

⁵ <https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-networkcode-demand-response/>

1. En relación con el modo de participación en el mercado ¿Qué aspectos deberían quedar recogidos en la Circular 3/2019?
2. En relación con el diseño de mercado que establece la Circular 3/2019, ¿qué barreras identifica en los distintos segmentos del mercado eléctrico para la respuesta de la demanda, el almacenamiento y la agregación independiente?
3. ¿Considera necesario revisar el diseño de los servicios de ajuste que permita una mayor eficiencia en los mercados de operación del sistema y una mayor participación de estas figuras?

3.2. Mercados locales de servicios

Los servicios de ajuste del sistema eléctrico, cuyo marco regulatorio establece la Circular 3/2019, en desarrollo de la Ley 24/2013, consisten hoy en servicios de balance y no frecuencia, así como restricciones técnicas. Todos ellos, gestionados por el operador del sistema de transporte (Red Eléctrica), y regulados en el ámbito nacional por unos Términos y Condiciones, que a su vez se desarrollan en procedimientos de operación del sistema, aprobados por Resolución de la CNMC en desarrollo de la Circular 3/2019.

El paquete de energía limpia (Directiva (UE) 944/2019 y Reglamento (UE) 943/2019 entre otros) prevé la creación de mercados locales, entendiendo por locales que su alcance quede contenido en una zona de oferta, es decir, en nuestro caso, cualquier mercado confinado dentro del sistema eléctrico peninsular español. Tendrían esta consideración los servicios de no frecuencia y restricciones del operador del sistema, pero también los servicios de flexibilidad en la red de distribución.

El paquete de energía limpia, respecto de los mercados locales en el ámbito de la distribución, no establece mucho detalle, más allá de un mandato en el artículo 32 de la Directiva (UE) 944/2019 a los Estados miembros para que proporcionen el marco jurídico necesario para permitir e incentivar que los gestores de redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad con el fin de mejorar la eficiencia en la explotación y el desarrollo de la red de distribución.

Al margen de otras modalidades de flexibilidad que puedan establecerse en el ámbito de la planificación de la red o el acceso, el futuro NCDR antes citado regulará la creación en zona europea de mercados locales, con unas bases comunes armonizadas. Dado que estos mercados comprenden servicios de no frecuencia y gestión de congestiones, cuyo marco normativo queda recogido en la Circular 3/2019, y que, como sucede con la figura del agregador

independiente, se considera adecuado empezar a analizar y desarrollar la regulación nacional para poder afrontar en forma y plazo la implementación del citado código de red, se plantean las siguientes cuestiones:

1. ¿Deben los mercados en distribución ser parejos en términos y condiciones a los del TSO o aconsejan sus particularidades un tratamiento diferenciado? Si se muestra partidario de un tratamiento diferenciado, especifique las particularidades que lo justifican y cuál sería la diferenciación.
2. Teniendo en cuenta que, por un lado, la segmentación del mercado repercute negativamente en la competencia y que la convivencia de distintas plataformas aumenta la necesidad de coordinación y, con ella, la complejidad y el coste administrativo; pero por otra parte, una gestión centralizada y regulada desincentiva la iniciativa y la innovación, ¿considera más adecuado una gestión centralizada o distribuida en diversas plataformas?, ¿plataformas reguladas o privadas?
3. ¿Cabría establecer un umbral de potencia instalada/contratada a efectos de que los proveedores participen en los mercados del TSO o en los mercados gestionados por los distribuidores? ¿sería oportuno limitar la prestación de una instalación a los servicios que requiera el gestor de su red de conexión?
4. ¿Qué aspectos deberían quedar recogidos en la Circular 3/2019?
5. ¿Cómo debería integrarse la participación de los sujetos que cuenten con accesos flexibles, según se definen en el proyecto de circular 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, actualmente en tramitación⁶, en los mercados de la operación del sistema o en los mercados locales?

3.3. Financiación de los servicios de ajuste

El coste de la mayor parte de los conceptos relativos a servicios de ajuste (restricciones técnicas, banda de secundaria, SRAD) está siendo financiado por

⁶ <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/circular-metodologia-acceso-y-conexion-energia-electrica>

la demanda, mediante componentes repercutidos a cada sujeto en proporción a su consumo final. Esta forma de financiación de los servicios es particular del sistema eléctrico español, ya que en la mayor parte de los países europeos los costes asociados a servicios de ajuste se financian a través de los peajes de acceso a la red.

En los últimos años se han puesto de manifiesto algunas cuestiones derivadas del mecanismo de financiación vigente. En primer lugar, se ha cuestionado que el incentivo económico sea adecuado a las necesidades del sistema. Por ejemplo, es preciso analizar si el reparto horario del coste de las restricciones técnicas a subir para despachar grupos térmicos que consuman reactiva en horas valle de baja demanda debe ser financiado precisamente por la demanda existente en esas horas, que ya está contribuyendo a evitar que el problema sea mayor. Por otra parte, se ha constatado un incremento del riesgo soportado por los comercializadores que ofertan un precio fijo a sus clientes, ya que asumen la elevada variabilidad del coste de los servicios de ajuste, la cual presenta una evolución creciente a medida que aumenta la cuota renovable no gestionable en el parque de generación.

Adicionalmente, se hace notar que la fórmula de repercusión del coste a la demanda que emplea el operador del sistema actualmente, no podría aplicarse en el caso de los mercados locales gestionados por distribuidores ya que esto impediría contrastar el valor de la flexibilidad obtenida en estos mercados frente a la inversión en infraestructuras que tiene que acometer el distribuidor.

Por todo lo anteriormente expuesto, se considera necesario abrir el debate sobre la financiación de los servicios de ajuste.

1. ¿Qué fórmula considera más adecuada para financiar los servicios de ajuste del operador del sistema y los mercados locales gestionados por los distribuidores?
 - a. A través de las retribuciones del transporte y la distribución para los servicios relacionados con las redes.
 - b. Mantener la fórmula actual u otra alternativa en los servicios del TSO, pero trasladar a peajes el coste de servicios en la red de distribución.
 - c. A través de la retribución a la actividad de la operación del sistema (requeriría separación de actividades para el DSO).

- d. Establecer un precio regulado y que sea liquidado en los servicios del TSO.
 - e. Otra opción, especificar.
2. En caso de mantener una fórmula de reparto de los costes sobre el consumo, para uno o más de los segmentos referidos en la cuestión anterior, ¿cree que aportaría valor un reparto distinto? Por ejemplo, una repercusión por zonas, aportando así señales de localización.

3.4. El consumidor

En diferentes foros se ha planteado la posibilidad de que los consumidores puedan tener contratados diferentes suministradores, con el fin de alcanzar una mayor diversidad de opciones de suministro a efectos de minimizar riesgos de precios. Se considera necesario abordar cual puede ser el mejor enfoque para posibilitar esta opción, por ejemplo, a través de una estricta regulación y medida o mediante un ajuste de desvíos entre las partes en el ámbito del mercado mayorista.

Por otra parte, la reforma de la Directiva (UE) 2019/944 introduce el concepto de energía compartida, estableciendo que los Estados miembros velarán por que todos los consumidores tengan derecho a participar en usos compartidos de energía como clientes activos de manera no discriminatoria.

1. El artículo 44 de la Ley 24/2013⁷ ya prevé que los consumidores puedan contratar el suministro con varios sujetos. ¿Qué impedimentos observa en la práctica para el ejercicio de este derecho en el mercado español?
2. ¿Cree necesario abordar la cuestión en el ámbito de la Circular 3/2019? ¿cómo? ¿qué aspectos del mercado requerirían adaptación?
3. Con respecto a su integración en los mercados ¿Cuál sería el mecanismo más adecuado para implementar el derecho a participar en el consumo de energía compartida una vez se transponga la Directiva?

⁷ Tras la redacción dada por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Por otra parte, en lo relativo a las pérdidas de energía, la liquidación de los consumos de comercializadores y consumidores directos se lleva a cabo actualmente elevando a barras de central la demanda medida, utilizando para ello unos coeficientes estándares y unos coeficientes de liquidación horarios, que calcula el operador del sistema teniendo en cuenta las pérdidas reales medidas de las redes. A estos efectos, la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, determina estos coeficientes de pérdidas estándares por periodo tarifario. En Europa se emplean distintos enfoques para abordar la cuestión de las pérdidas⁸. En algunos países, los gestores de red son responsables de la adquisición de las pérdidas en el mercado mayorista, y en otros casos, como en España, los responsables de asumirlas son los comercializadores, quienes posteriormente trasladan al consumidor su coste. Por lo tanto, existen dos posibilidades principales para adquirir la energía necesaria para cubrir las pérdidas. En este ámbito:

4. ¿Considera adecuado modificar la forma en cómo se compran las pérdidas de energía en España? Se deberán valorar las ventajas e inconvenientes del enfoque que se plantee.

3.5. Otras consideraciones sobre el diseño del mercado mayorista

Finalmente, se solicitan consideraciones adicionales sobre otros aspectos de la Circular 3/2019 no señalados en los apartados anteriores, así como posibles propuestas que permitan mejorar la eficiencia o avanzar en los objetivos de la reforma del mercado interior de la electricidad, junto con su justificación.

⁸ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fd4178b4-ed00-6d06-5f4b-8b87d630b060>

El artículo 31.5 de la Directiva (UE) 2019/944 contempla que “los gestores de redes de distribución actuarán como un facilitador neutral de mercado a la hora de obtener la energía que empleen para cubrir las pérdidas de energía en su red de conformidad con procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado.”

Adicionalmente, con el fin de fomentar la innovación, también se solicitan propuestas de mejora en el desarrollo de los proyectos de demostración previstos en la Circular 3/2019⁹.

⁹ La posibilidad de desarrollo de proyectos de demostración ha permitido desde la entrada en vigor de la Circular 3/2019 el avanzar en el aprendizaje de la regulación más adecuada para la provisión del servicio de no frecuencia, en concreto a través de 2 proyectos de control tensión.