

CONSULTA PÚBLICA SOBRE EL PROYECTO DE ORDEN POR LA QUE SE CREA UN MERCADO DE CAPACIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL

El presente documento se elabora atendiendo a lo previsto en las Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022 (en adelante, Directrices de ayuda de Estado) y a la necesidad de promover una consulta pública sobre los principales aspectos regulatorios y diseño del proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español, configurada como ayuda para la seguridad del suministro de electricidad conforme a lo establecido en el apartado 4.8.4.4 de las anteriores directrices.

En particular, la consulta pública debe abordar los siguientes aspectos:

1. Necesidad y proporcionalidad de la medida.
2. Admisibilidad
3. Uso propuesto y alcance de los procedimientos de licitación competitivos y posibles excepciones propuestas.
4. Principales parámetros del proceso de asignación de la ayuda, en particular para permitir la competencia entre distintos tipos de beneficiarios.
5. Método para asignar los costes de la medida a los consumidores.

Estos elementos regulatorios y de diseño se analizarán en los siguientes apartados de esta consulta pública.

Asimismo, esta consulta pública irá acompañada de los propios textos regulatorios (proyecto de Orden ministerial, memoria de análisis de impacto normativo y la propuesta de procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad) para una comprensión completa de la propuesta regulatoria planteada.

De conformidad con lo establecido en el apartado 4.8.4.4, párrafo 348, esta consulta pública tendrá una duración de seis semanas, a contar desde el momento de su publicación en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Se solicita a los agentes que, en la remisión de los comentarios o alegaciones que en su caso decidan plantear, se indique en primer lugar a cuál de los apartados específicamente abordados en esta consulta pública se refieren, a fin de ordenarlos y clasificarlos convenientemente de acuerdo con lo previsto en las Directrices de ayuda de Estado.

1. Necesidad y proporcionalidad de la medida

Las Directrices de ayuda de Estado establecen que la naturaleza y las causas del problema de seguridad del suministro de electricidad y, por tanto, de la necesidad de ayudas estatales para garantizar dicha seguridad de suministro deberán analizarse y cuantificarse adecuadamente.

Pues bien, en este sentido existe una evidencia cuantificada en diferentes análisis de cobertura elaborados tanto a nivel nacional como a nivel europeo que identifican el problema de cobertura al que se enfrentaría el sistema eléctrico peninsular en caso de no articularse un mecanismo de capacidad que permita contratar la potencia firme necesaria para cubrir las necesidades de demanda previstas en diferentes temporales.

En primer lugar, cabe destacar el análisis nacional de cobertura (NRAA, por sus siglas en inglés) elaborado por el operador del sistema y publicado en noviembre de 2023¹.

Este análisis se realizó como complemento del Análisis Europeo Nacional de Cobertura (ERAA) de la edición 2022. Así, para cada año de análisis y partiendo del resultado del análisis de viabilidad económica (EVA) elaborado por ENTSO-e, se incluyeron determinadas sensibilidades específicas del sistema eléctrico nacional².

El resumen del resultado del análisis para los diferentes horizontes temporales analizados son los siguientes (tabla extraída del documento publicado por Red Eléctrica de España):

Tabla 1. Resumen de años de estudio, escenarios e indicadores de cobertura

TY	Escenario	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
2024	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	5,63	9,38
2025	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	6,7	11,10
	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	6,26	12,90
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,9	3,08
	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,86	3,63
2027	post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	3,83	8,24
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento	7,14	15,68
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	4,76	10,12
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,5	2,3
2030	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,66	4,25
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	2,34	5,65

En general, se pueden observar problemas de cobertura (tanto en términos de horas de pérdida de carga, o *LOLE* por sus siglas en inglés, medidas en horas/año, como en términos de energía no suministrada, o *ENS*, medidas en GWh/año).

¹ https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/informe_os_nov23.pdf

² Se han planteado escenarios alternativos en los que se postula un retraso de la puesta en servicio de almacenamiento adicional en el sistema peninsular español, y reevaluando la viabilidad económica de los ciclos combinados del sistema peninsular español.

Por otro lado, la última edición del Análisis Europeo de Cobertura correspondiente al año 2023³, también identifica problemas de cobertura tanto en los años 2025 como en 2028, con unos valores de *LOLE* en ambos años para el escenario central de 5 h/año y 4,5 horas/año, respectivamente. Es cierto que, bajo este análisis europeo de cobertura, los problemas de cobertura parecen resolverse a partir de 2030, en buena medida porque se vuelve a considerar que toda la previsión de nueva inversión de almacenamiento prevista en los Planes Nacionales de Energía y Clima va a realizarse sin que resulte necesario para ello la implementación de esquemas regulatorios de apoyo que viabilicen el retorno en sus inversiones.

En cualquier caso, tanto el análisis nacional como el análisis europeo identifican problemas de cobertura tanto en el corto como en el medio plazo, lo que justifica la adopción de un mecanismo de capacidad que permita resolverlos de manera efectiva.

Por otro lado, esta vinculación entre la herramienta regulatoria (el mercado de capacidad) y su justificación (análisis de cobertura) se encuentra presente en el propio proyecto de orden ministerial.

Así, por un lado, en el artículo 6 del proyecto de orden establece la posibilidad de que el operador del sistema, a iniciativa propia o a solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, elaboren un análisis nacional de cobertura que permita evaluar el riesgo de déficit de cobertura en el sistema eléctrico peninsular para diferentes horizontes de estudio. En dicho análisis probabilista de nudo único se tendrá en cuenta, entre otros aspectos, la incertidumbre asociada a las siguientes variables:

- a) Demanda de potencia.
- b) Aportación de tecnologías renovables, incluyendo diferentes escenarios de disponibilidad de recurso hidráulico.
- c) Posibles indisponibilidades del parque de generación térmico, teniendo en cuenta indisponibilidades programadas y sobrevenidas.

Asimismo, el análisis de cobertura incorporará aquellas consideraciones de naturaleza económica que resulten pertinentes para valorar el grado de cobertura de la demanda eléctrica en territorio peninsular, y se realizarán simulaciones con múltiples años climáticos que permitan reflejar la fiabilidad de sistema eléctrico ante diferentes escenarios.

Dicho análisis de cobertura se llevará a cabo siguiendo la metodología establecida en la Decisión 24/2020, de 2 de octubre de 2020, por la que se establece la metodología para el análisis de cobertura europeo, realizando las adaptaciones que resulten oportunas para aplicar dicha metodología al sistema eléctrico peninsular y considerando el propósito del análisis.

A los efectos de la justificación de la necesidad del mecanismo regulado por medio de esta orden ministerial, podrá emplearse el análisis europeo de cobertura llevado a cabo por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, cuando de él se desprenda un problema de cobertura de conformidad con lo previsto en el Reglamento

³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>

(UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Por otro lado, el artículo 7 del proyecto de orden ministerial establece que el periodo de prestación del servicio de capacidad correspondiente a la modalidad de subasta principal deberá incluir al menos un año en el que se haya identificado un problema de cobertura. En el caso de que se emplee como instrumento de justificación el análisis nacional de cobertura, este tendrá que contar con el dictamen favorable de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de conformidad con lo previsto en el artículo 24.3 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

En definitiva, la justificación de la necesidad del mercado de capacidad queda acreditada en virtud de los diferentes instrumentos de análisis de cobertura existentes y, además, su vigencia queda vinculada a que dichos problemas de cobertura sigan manifestándose a lo largo del tiempo.

Para más información sobre la justificación de la necesidad de la medida regulatoria, puede consultarse la memoria de análisis de impacto normativo que acompaña a esta consulta pública.

Por otro lado, una vez identificado el problema de cobertura que justifica la necesidad de poner en funcionamiento el mercado de capacidad, la cantidad de capacidad firme contratada será aquella que resulte imprescindible para resolver el problema de cobertura. Es decir, se garantiza que el mecanismo regulatorio cumple con el principio de proporcionalidad movilizand o la capacidad firme necesaria e imprescindible para resolver el problema de cobertura.

En este sentido, uno de los aspectos imprescindibles para determinar la cantidad de potencia firme a contratar es la determinación de la curva de potencia firme requerida, regulada en el artículo 9 del proyecto de orden ministerial.

Así, con carácter previo a la celebración de las subastas de capacidad, se elaborará una curva de potencia firme requerida que refleje las necesidades de potencia firme para el horizonte temporal correspondiente a cada modalidad de subasta. En el caso de las subastas de capacidad principal, con carácter general, la curva de potencia firme requerida coincidirá con el primer año del periodo de prestación del servicio establecido.

Las necesidades de firmeza consideradas en la determinación de la curva de potencia firme requerida tendrán en cuenta la previsión de demanda en el horizonte temporal establecido, y se construirá a partir de pares de valor de cantidad (MW) y precio (en €/MW).

Así, para cada valor de cantidad, se obtendrá un precio a partir de las horas de energía no suministrada prevista y del valor de carga perdida fijado por medio de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. Se definirán tanto pares de valor de cantidad y precio como sean necesarios para asegurar la fiabilidad y detalle de la curva, y en todo caso este número no podrá ser inferior a tres. Por debajo de un determinado valor de cantidad, podrá fijarse un precio máximo de la curva de potencia firme requerida.

Cuando se encuentren disponibles instalaciones de producción de energía eléctrica o almacenamiento que no cumplan los requisitos para participar en el mercado de capacidad con capacidad para aportar potencia firme al sistema eléctrico, la potencia firme asociada a dichas instalaciones se tendrá en cuenta reduciendo las necesidades de firmeza, haciendo desplazar en una cantidad equivalente la curva de potencia firme requerida.

En definitiva, mediante la definición de la curva de potencia firme requerida, conforme a los parámetros y criterios antes mencionados, se busca que la cantidad de potencia firme adjudicada sea la necesaria e imprescindible para lograr resolver los problemas de cobertura identificados, cumpliendo así con el principio de proporcionalidad requerido. No obstante, la cantidad de potencia contratada será resultado del proceso de casación resultado de las subastas de capacidad celebradas. El detalle de estas subastas se aborda en el apartado 3 de esta consulta pública.

Para más información sobre la determinación de la curva de potencia firme requerida, puede consultarse la memoria de análisis de impacto normativo (páginas 20 y siguientes) que acompaña a esta consulta pública.

A la vista de todo lo anterior, se solicita a los agentes la remisión de comentarios o alegaciones relativas a la necesidad y proporcionalidad de la medida.

2. Admisibilidad

Tal y como se establece en las Directrices de ayuda de Estado, *“la medida de ayuda deberá estar abierta a todos los beneficiarios o proyectos técnicamente capaces de contribuir eficazmente a la consecución del objetivo de seguridad del suministro. Esto incluye la generación, el almacenamiento y la respuesta de la demanda, así como la agregación de pequeñas unidades de estas formas de capacidad en bloques mayores.”*

En efecto, tal y como se establece en el artículo 2 del proyecto de orden, podrán participar en el mercado de capacidad, directamente o a través del representante con el que participa en el mercado organizado de producción:

- a) Los productores de energía eléctrica, de conformidad con el artículo 6.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- b) Los titulares de instalaciones de almacenamiento, conforme se definen en el artículo 6.1.h) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.
- c) Los consumidores finales de energía eléctrica, según lo previsto en el artículo 6.1.g) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.
- d) Los sujetos que presten servicios de agregación de la demanda, incluidos los comercializadores de energía eléctrica, 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.

Es decir, podrán participar tanto productores (generación), almacenamiento y demanda, esta última tanto de forma individual como de manera agregada a través de agentes que presten servicios de agregación de la demanda. En este sentido, podrán participar tanto los comercializadores de energía eléctrica como los agregadores independientes, si bien estos últimos no podrán hacerlo hasta que todo el marco normativo que resulte de aplicación (tanto de ámbito minorista como mayorista).

Además, los agentes (pertenecientes a cualquiera de las anteriores categorías tienen que cumplir con una serie de requisitos que se establecen en el artículo 11 del proyecto de orden.

Uno de ellos corresponde con el tamaño mínimo de la oferta que, tal y como se establece en la propuesta de orden, se sitúa en 1 MW, si bien en el caso de la agregación de la demanda este tamaño debe cumplirse para el conjunto de las instalaciones agregadas, y no para cada una de las instalaciones físicas de manera individual, permitiendo así *“la agregación de pequeñas unidades”*.

Por otro lado, las Directrices de ayuda de Estado establecen que *“se considerarán adecuadas las limitaciones a la participación en medidas de seguridad del suministro destinadas a garantizar que estas medidas no menoscaben la protección del medio ambiente”*.

En este sentido, deben destacarse varios aspectos regulatorios contenidos en el proyecto de orden.

En primer lugar, el artículo 11.c) establece que, en el caso de titulares de instalaciones existentes de producción de energía eléctrica, estas deben cumplir con un límite máximo de emisiones de 550 gr. de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de

electricidad, calculado sobre la base de la eficiencia del diseño de la unidad de generación, esto es, la eficiencia neta a capacidad nominal conforme a las normas previstas por la Organización Internacional de Normalización.

Esta es una exigencia en línea con lo establecido en el artículo 22 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Por otro lado, se incluyen varias medidas regulatorias adicionales que buscan, en síntesis, evitar el efecto cautividad al que se refieren las Directrices de ayuda de Estado.

En primer lugar, el artículo 11.g) del proyecto de orden establece de forma taxativa que, en el caso de nuevas inversiones que opten por participar en las subastas de capacidad, estas solo pueden corresponder con tecnologías renovables o almacenamiento.

Por otro lado, la convocatoria de la subasta de capacidad incluirá un umbral de flexibilidad que las instalaciones de producción de energía eléctrica no renovable que participen en las subastas deben de superar, en función de su propio coeficiente de flexibilidad.

A su vez, se define el coeficiente de flexibilidad como el cociente entre la energía movilizada a través de los mercados de balance y la energía efectivamente producida. Este umbral se determinará por tecnología de referencia en base a los valores históricos producidos durante los tres años naturales previos al año en que se celebren las subastas de capacidad establecidas en esta orden ministerial.

La motivación de incluir este umbral reside en la necesidad de que la tecnología de producción no renovable que resulte adjudicataria en las subastas de capacidad debe ser lo suficientemente flexible para contribuir a la mayor integración de renovables en el sistema eléctrico peninsular. En este sentido, la mayor penetración renovable trae como consecuencia la necesidad de contar con mayor recurso flexible a disposición del operador del sistema, de tal forma que se cuente con recurso suficiente a movilizar en los mercados de balance. Por todo ello, se ha buscado cumplir con dichos objetivos por medio de la inclusión de dicho umbral de flexibilidad.

Finalmente, se incluye un criterio medioambiental, de aplicación potestativa, de tal forma que la resolución de convocatoria de las subastas de capacidad principal podrá incluir un umbral máximo de emisiones que no podrá ser superado por los adjudicatarios de las referidas subastas. A tal fin, para cada tecnología emisora de referencia podrán definirse niveles de emisiones de CO₂ equivalente de tal forma que, en conjunto, el volumen de las emisiones de CO₂ asociadas a las instalaciones adjudicatarias no supere el referido umbral.

A tal fin, en la selección de ofertas presentadas en el proceso de casación, se descartarán aquellas ofertas correspondiente a las tecnologías emisoras de mayor precio que causen la superación del umbral máximo de emisiones.

Esta propuesta busca alinear los objetivos prioritarios perseguidos con esta norma (por encima de todos, garantizar la seguridad de suministro en el sistema eléctrico peninsular) con los objetivos de descarbonización a los que se ha comprometido España en las diferentes instancias europeas e internacionales.

Finalmente, las Directrices de ayuda de Estado establecen que *“cuando sea técnicamente viable, las medidas de seguridad del suministro de electricidad deberán estar abiertas a la participación transfronteriza directa de proveedores de capacidad situados en otro Estado miembro. Los Estados miembros deberán velar por que la capacidad exterior que pueda proporcionar un rendimiento técnico equivalente a las capacidades nacionales tenga la oportunidad de participar en el mismo proceso competitivo que la capacidad nacional”*.

A tal fin, la disposición adicional primera del proyecto de orden ministerial establece que, de conformidad con el artículo 26 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, las instalaciones ubicadas en zonas de oferta fronterizas con la zona de oferta española podrán participar en el mercado de capacidad regulado en esta orden ministerial cuando se hayan aprobado los acuerdos de coordinación entre los operadores del sistema pertenecientes a cada una de las zonas de oferta y las condiciones que permitan el cumplimiento de los requisitos y obligaciones previstos en esta orden ministerial.

A tal fin, con efectos desde la entrada en vigor de esta orden ministerial, el operador del sistema iniciará las actuaciones que resulten oportunas para dar cumplimiento a la obligación de cálculo de la capacidad máxima de entrada prevista en la Decisión 36/2020 de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía sobre las especificaciones técnicas para la participación transfronteriza en mecanismos de capacidad.

Por ello, una vez estas actuaciones se lleven a término, las instalaciones pertenecientes a las zonas de oferta de Portugal y Francia podrán participar, en función de la capacidad de entrada que se determine para cada una de las interconexiones en función de las especificaciones técnicas contempladas en la regulación europea.

Para más información sobre los aspectos de admisibilidad contemplados en el proyecto de orden ministerial, puede consultarse la memoria de análisis de impacto que acompaña a esta consulta pública, así como el procedimiento de operación de aplicación al mercado de capacidad.

A la vista de todo lo anterior, se solicita a los agentes la remisión de comentarios o alegaciones relativas a los criterios de admisibilidad antes descritos.

3. *Uso propuesto y alcance de los procedimientos de licitación competitivos.*

Toda la capacidad firme contratada a través del mercado de capacidad se celebrará a través de procedimientos de licitación competitivos, sin plantear la posibilidad de que se asigne capacidad firme por medios no competitivos.

En particular, el capítulo III de la propuesta de orden ministerial regula los aspectos generales del esquema de concurrencia competitiva, contemplándose 3 modalidades de subasta que abarcan diferentes horizontes temporales.

En primer lugar, se contemplan las subastas de capacidad principal, como un procedimiento de concurrencia competitiva por el que se contratarán las necesidades de firmeza del sistema eléctrico peninsular a largo plazo.

Las subastas de capacidad principal contarán con un periodo de prestación del servicio de capacidad que se iniciará en un plazo máximo de 5 años desde la asignación del servicio tras la celebración de la subasta.

Por otro lado, Por otro lado, en la convocatoria de celebración de la subasta de capacidad principal se fijará el periodo de prestación del servicio para los participantes que resulten adjudicatarios. En particular:

1. Para instalaciones existentes de generación y almacenamiento, sean estas instalaciones existentes o nuevas inversiones, el periodo de prestación del servicio de capacidad será de 12 meses de duración.
2. Para nuevas inversiones de generación y almacenamiento, los periodos de prestación del servicio se definirán por tecnología de referencia y estarán orientados a reflejar un plazo equivalente a la mitad de su vida útil. En ningún caso el periodo de prestación del servicio será superior a 15 años.
3. 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.

Los periodos de prestación del servicio por tecnología de referencia se establecerán en la convocatoria de la subasta de capacidad. A los efectos de esta orden, se considerará una nueva inversión a aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica o almacenamiento que no cuenten con autorización de explotación con anterioridad a la convocatoria de la subasta de capacidad.

Como se puede observar, en la subasta de capacidad competirán tanto instalaciones existentes como nuevas inversiones, si bien estas últimas cuentan con unos periodos de prestación de servicio mayores (adaptados al tipo de tecnología) que permitan viabilizar la inversión y hacerla competir en condiciones de igualdad con las instalaciones existentes.

Esta modalidad de subasta pretende ser la más relevante a efectos de contratación de potencia firme. Su consideración como “subasta de largo plazo” permite, no solo anticipar y resolver los problemas de cobertura que se hayan podido identificar en horizontes

temporales lejanos, sino que, a su vez, y por su propia configuración, permite la participación de nuevas inversiones y que estas compitan con las instalaciones existentes, de tal forma que resulta la más idónea en términos de concurrencia competitiva y de coste final para todos los consumidores finales.

Por otro lado, se prevé la celebración de subastas de capacidad de ajuste, asociadas a un periodo de prestación del servicio de capacidad de 12 meses de duración, el cual se inicia en un plazo máximo de 12 meses desde la asignación del servicio tras la celebración de la subasta.

Las subastas de capacidad de ajuste tienen por objeto resolver los eventuales problemas de cobertura que no vayan a ser cubiertos por medio de la potencia firme asegurada mediante las subastas de capacidad principal.

Finalmente, desde la entrada en vigor de esta orden, y hasta el inicio del primer periodo de prestación del servicio de capacidad resultante de la subasta de capacidad principal, se celebrarán subastas transitorias de capacidad para garantizar la cobertura de la demanda de energía eléctrica.

Las subastas transitorias tendrán, con carácter general, las mismas características que las subastas principales de capacidad, a excepción de los siguientes aspectos:

1. Se celebrará una subasta de capacidad transitoria para cada uno de los años naturales desde la entrada en vigor de esta orden y el inicio del primer periodo de prestación del servicio de capacidad resultante de la subasta de capacidad principal.
2. Cada subasta de capacidad transitoria incluirá un periodo de prestación del servicio de carácter anual.
3. Las subastas de capacidad transitorias podrán celebrarse de forma simultánea.
4. La definición de la curva de potencia firme requerida podrá incluir un precio de reserva distinto del establecido para las subastas de capacidad principal.

En definitiva, a través de esta combinación de subastas (siendo, sin duda, la subasta principal la más relevante a efectos de contratación de potencia firme) se pretende resolver los problemas de cobertura que se hayan identificado en los diferentes horizontes temporales.

Para más información sobre los usos y alcance de los procesos de concurrencia competitiva empleados para la contratación de la potencia firme requerida, puede consultarse la memoria de análisis de impacto que acompaña a esta consulta pública, así como el procedimiento de operación de aplicación al mercado de capacidad.

A la vista de todo lo anterior, se solicita a los agentes la remisión de comentarios o alegaciones relativas a los criterios de admisibilidad antes descritos.

4. Principales parámetros del proceso de asignación de la ayuda, en particular para permitir la competencia entre distintos tipos de beneficiarios

Tal y como se mencionaba en el apartado anterior, se configuran un total de tres tipologías de subastas de capacidad, si bien su funcionamiento es esencialmente el mismo.

Así, el proceso de adjudicación se realizará mediante el método de subasta a sobre cerrado, conforme a un mecanismo de pago según oferta. La oferta económica se expresará en euros/MW firme y año, sin decimales. En las subastas de capacidad principal se asignará el mismo valor de la oferta económica para todos los años del periodo de prestación del servicio.

La selección de las ofertas para cada bloque se realizará basándose, de forma general, en la siguiente metodología:

- 1) Las ofertas consideradas serán ordenadas de menor a mayor valor de la oferta económica.
- 2) Se seleccionarán las ofertas empezando por la oferta de menor valor económico hasta alcanzar el punto de corte con la curva de potencia firme requerida definida en la convocatoria de la subasta, no resultando seleccionada la última oferta cuya inclusión haga que se supere dicho punto de intersección.
En dicho proceso se descartarán aquellas ofertas correspondientes a instalaciones para las que se ha solicitado la asignación al cupo de potencia establecido para entrada de nueva inversión que hagan que se supere el valor de dicho cupo.
- 3) Las ofertas así seleccionadas serán consideradas como adjudicatarias.

En todo caso, además de la ordenación de las ofertas como se ha indicado, se han de tener en cuenta una serie de elementos de diseño que pueden afectar al proceso de casación.

En particular, para el caso de la modalidad de subastas de capacidad principal y para las instalaciones existentes, se podrá establecer un precio límite, inferior al precio máximo de la curva de potencia firme requerida, denominado precio inferior de reserva, que tendrá carácter confidencial, expresado en euros/MW firme, sin decimales.

El propósito de incorporar este precio límite inferior es evitar que aquellas instalaciones existentes puedan capturar (si quiera de forma indirecta, ya que el proceso de adjudicación se configura como un *pay-as-bid*) los precios de oferta de aquellas nuevas inversiones que necesiten unos pagos fijos anuales (en €/MW) superiores para viabilizar su inversión.

No obstante lo anterior, aquellas instalaciones existentes que prevean acometer nuevas inversiones podrán solicitar la no aplicación del precio inferior de reserva anterior mediante la aportación de la información acreditativa necesaria que justifique su petición. La anterior documentación formará parte de la solicitud de participación en la subasta de capacidad. Recabada dicha información, el operador del sistema dará cuenta de ella a la Dirección General de Política Energética y Minas quien determinará si, a la vista de la información recibida, procede la aplicación del precio inferior de reserva o por el contrario procede su no aplicación. La referida Dirección General dará cuenta al operador del sistema del

resultado de este análisis para tenerlo en cuenta en el procedimiento de habilitación y comunicación a los participantes en el mercado de capacidad de conformidad con los plazos previstos en esta norma.

Por otro lado, como se ha mencionado anteriormente, tanto en la subasta principal como en las subastas transitorias podrán participar tanto instalaciones existentes como nuevas inversiones. Esta participación simultánea permitirá incrementar la competencia en las subastas de capacidad.

Asimismo, para que dicha competencia sea real y efectiva, se han ajustado los periodos de prestación de servicio de tal forma que, para instalaciones existentes, el periodo de prestación del servicio será de un año mientras que, para las nuevas inversiones en instalaciones de producción de energías renovables y almacenamiento, los periodos de prestación del servicio se definirán por tecnología de referencia y estarán orientados a reflejar un plazo equivalente a la mitad de su vida útil. En ningún caso el periodo de prestación del servicio será superior a 15 años.

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. Esta flexibilidad se considera que contribuye a facilitar la participación de la respuesta de la demanda en el mercado de capacidad lo que, de nuevo, mejorará las condiciones de competencia en las distintas modalidades de subasta de capacidad.

A la vista de todo lo anterior, se solicita a los agentes la remisión de comentarios o alegaciones relativas a los criterios de admisibilidad antes descritos.

5. Método para asignar los costes de la medida a los consumidores

La propuesta de Orden Ministerial incluye en su capítulo VI el régimen de financiación del servicio de capacidad.

Así, el coste anual derivado del servicio de capacidad será financiado por los comercializadores de energía eléctrica, incluidos los comercializadores de referencia, así como por los consumidores directos en mercado, de conformidad con lo establecido en este capítulo, a través de los precios unitarios de aplicación para la financiación del mercado de capacidad.

El coste anual a financiar por los precios unitarios se corresponde con la retribución percibida por todos los proveedores del servicio de capacidad que resulten adjudicatarios de las subastas de capacidad celebradas.

Los precios unitarios serán actualizados mediante orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos para cada ejercicio. Esta actualización se realizará de manera que la recaudación prevista para este concepto en el ejercicio sea la necesaria y suficiente para cubrir el coste del mercado por capacidad en el mismo periodo.

Los precios unitarios de aplicación para la financiación del mercado de capacidad se diferencian según segmentos tarifarios y periodos horarios y consta de un término de energía. Es decir, no se emplearán términos de potencia para la financiación del mercado de capacidad.

Los segmentos tarifarios y los periodos horarios coincidirán con aquellos que resultan de aplicación los peajes de transporte y distribución y que se encuentran definidos en los artículos 6.2 y 7, respectivamente, de 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.

Para la liquidación de la financiación del servicio de capacidad se define un término de facturación por energía activa consumida, expresado en euros, que será el sumatorio resultante de multiplicar el precio del término de energía correspondiente a cada periodo horario, expresado en euros por kWh, por la energía consumida o, en su caso, estimada, en dicho periodo, expresada en kWh, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Tep * Ep$$

Donde:

FE: Término de facturación por energía activa consumida (€).

Tep: Precio del término de energía del periodo horario *p* (€/kWh), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 33.

Ep: Energía consumida o estimada en el período horario *p* (kWh), elevada a barras de central

i: Número de periodos horarios del segmento tarifario al que corresponde el suministro.

A su vez, para la determinación de los precios del término de energía del periodo horario, se tendrán en cuenta las siguientes etapas:

- 1) Para cada ejercicio, se partirá del coste previsto asociado al servicio de capacidad, $CTSC$, en euros.
- 2) Se determina un índice de cobertura para cada hora, IC_i . Este índice de cobertura se calcula como el cociente entre la potencia firme disponible y la potencia demandada en cada una de las horas. Dicho cálculo se realizará con valores estimados para el año natural siguiente para el cual se calculan los términos de facturación.
- 3) El coste del servicio de capacidad para cada hora i, CSC_i , se determina del siguiente modo:

$$CSC_i = CTSC \times \frac{\frac{1}{(IC_i - 1)}}{\sum_{n=1}^{n=Ht} \frac{1}{(IC_n - 1)}}$$

Donde:

CSC_i = Coste del servicio de capacidad para cada hora i, expresado en euros.

$CTSC$ =Coste total del servicio de capacidad, en euros.

IC_i = Índice de cobertura para cada hora i. El índice de cobertura para cada hora i se obtendrá como el cociente entre la potencia firme disponible y la demanda horaria para cada hora. Para la determinación de la demanda horaria se empleará los valores correspondientes al último año móvil con medidas de demanda.

Ht = Número de horas totales entre las que se repartirá el coste total del servicio de capacidad que, con carácter general, serán igual a la suma de las horas del periodo horario P1 y P2 del segmento tarifario 2.0TD establecido en el artículo 7.3 de la Circular 3/2020, de 15 de enero. La orden mediante la cual se actualicen los periodos unitarios podrá fijar un valor diferente del número de horas totales consideradas para su determinación, de conformidad con la metodología establecida en esta orden.

- 4) Se realiza un reparto del coste del servicio de capacidad para cada hora, CSC_i , entre los distintos segmentos tarifarios en función del consumo de cada segmento tarifario, incrementadas con las pérdidas. De esta forma, se obtiene el término del coste del servicio de capacidad para cada hora i y segmento tarifario t, CSC_{ti} .
- 5) Se agrupan los valores asociados al coste del servicio de capacidad para cada hora por periodo horario, obteniendo un coste de servicio de capacidad por segmento tarifario y periodo horario, CSC_{tp} .

Finalmente, se obtiene el término de facturación para cada periodo horario como el cociente entre el coste del servicio de capacidad por segmento tarifario y periodo horario entre la energía suministrada en ese mismo espectro, elevada a barras de central.