

MEMORIA DEL ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO DE LA ORDEN POR LA QUE SE CREA UN MERCADO DE CAPACIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

FICHA DEL RESUMEN EJECUTIVO

Ministerio/Órgano proponente.	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	Fecha	09/12/2024
Título de la norma.	Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español		
Tipo de Memoria.	Normal <input checked="" type="checkbox"/> Abreviada <input type="checkbox"/>		
OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA			
Situación que se regula.	Esta orden crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español, regulando el conjunto de principios que lo presiden, así como los requisitos, derechos y obligaciones asociados a los proveedores del servicio de capacidad.		
Objetivos que se persiguen.	Constituir un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español que garantice la seguridad de suministro, articulando un instrumento que fomente la inversión en potencia firme y salvaguardando la neutralidad tecnológica, así como los restantes principios regulados en el Reglamento 943/2019, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad		

<p>Principales alternativas consideradas.</p>	<p>En primer término, se argumenta la necesidad de articular un mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico nacional, que permite descarta la alternativa consistente en no aprobar ningún instrumento de dicha naturaleza.</p> <p>Una vez asumida la necesidad de implementar dicho mecanismo, se valoran las diferentes alternativas existentes (reservas estratégicas, pagos por capacidad, opciones de confiabilidad), para finalmente concluir que el mercado de capacidad se constituye como el instrumento más eficaz para garantizar la seguridad de suministro, al tiempo que se salvaguardan todos los principios que deben presidir cualquier mecanismo de capacidad, de conformidad con el artículo 22 del Reglamento 943/2019, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.</p> <p>Finalmente, se detallan algunos elementos del mercado de capacidad, valorando la pertinencia de adoptar estos criterios frente a otras alternativas.</p> <p>Este análisis se lleva a cabo en el apartado de alternativas de la memoria.</p>
<p>CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO</p>	
<p>Tipo de norma.</p>	<p>Orden Ministerial.</p>
<p>Estructura de la Norma.</p>	<p>La norma consta de 34 artículos, dos disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales.</p>
<p>Informes recabados.</p>	<p>Se ha solicitado informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y se solicitará informe a la Secretaría General Técnica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y dictamen al Consejo de Estado.</p>

Trámite de audiencia.	Mediante la publicación en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la consulta que llevará a cabo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a través de su Consejo Consultivo de Electricidad.	
ANÁLISIS DE IMPACTOS		
ADECUACIÓN AL ORDEN DE COMPETENCIAS.	Esta orden se adecúa al orden competencial, al dictarse al amparo de lo establecido en los artículos 149.1. 13ª y 25ª, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en relación con las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y en materia de bases del régimen minero y energético, respectivamente.	
IMPACTO ECONÓMICO Y PRESUPUESTARIO.	Efectos sobre la economía en general.	
	En relación con la competencia.	<input type="checkbox"/> la norma no tiene efectos significativos sobre la competencia. <input checked="" type="checkbox"/> la norma tiene efectos positivos sobre la competencia. <input type="checkbox"/> la norma tiene efectos negativos sobre la competencia.

	Desde el punto de vista de las cargas administrativas.	<input type="checkbox"/> Supone una reducción de cargas administrativas. Cuantificación estimada: <input type="checkbox"/> Incorpora nuevas cargas administrativas. <input checked="" type="checkbox"/> no afecta a las cargas administrativas.
	Desde el punto de vista de los presupuestos, la norma <input type="checkbox"/> Afecta a los presupuestos de la AGE. <input type="checkbox"/> Afecta a los presupuestos de otras Administraciones Territoriales	<input type="checkbox"/> implica un gasto: Cuantificación estimada: _____ <input type="checkbox"/> implica un ingreso. Cuantificación estimada: _____
IMPACTO DE GÉNERO.	La norma tiene un impacto de género	Negativo <input type="checkbox"/> Nulo <input checked="" type="checkbox"/> Positivo <input type="checkbox"/>
OTROS IMPACTOS CONSIDERADOS.	Se evalúan en el apartado cuatro de esta memoria.	
OTRAS CONSIDERACIONES.		

A) OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA

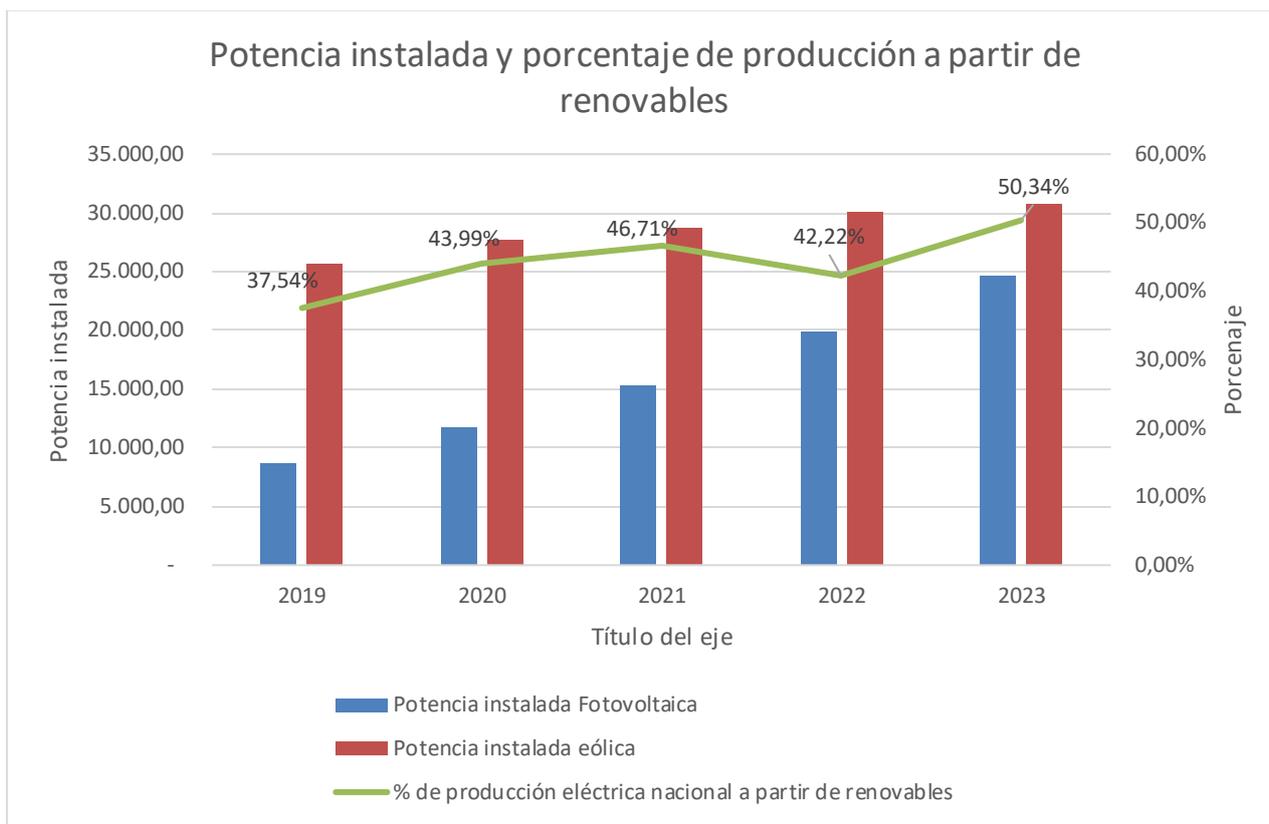
1. NECESIDAD Y OPORTUNIDAD DE LA NORMA PROYECTADA.

La transición energética del sistema eléctrico español se constituye como una de las palancas imprescindibles para lograr el cumplimiento de los objetivos de descarbonización a los que se ha comprometido el Reino de España.

La necesaria integración de renovables en el mix eléctrico, reflejada en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, y refrendada en la actualización del PNIEC 2023-2030,, permitirá pasar de un modelo tradicional de producción de energía eléctrica basado en fuentes convencionales a un modelo de generación a partir de fuentes de origen renovable, lo que en combinación con otros instrumentos de transformación tales como la electrificación de los usos finales de la energía o la eficiencia energética, permitirán cumplir con los grandes objetivos de reducción de emisiones antes referidos.

Pero, además, esta integración de renovables no se constituye como un mero proyecto de transformación previsto para un determinado horizonte temporal, sino que se erige ya como una auténtica realidad en la configuración del mix de producción de energía eléctrica a nivel nacional. Buen ejemplo de ello es el incremento de la capacidad instalada en renovables observada en los últimos año, tanto en tecnología eólica (superando los 30 GW de potencia instalada) como, sobre todo, en fotovoltaica (con un incremento superior al 200% en apenas cinco años, pasando de los apenas 9 GW a principios de 2019 a más de 29 GW en 2024), lo que ha permitido que el porcentaje de generación a partir de fuentes de origen renovable haya superado en 2023, por primera vez, el 50% de la producción total en España.

Los datos anteriores se pueden observar en la siguiente gráfica:



No obstante lo anterior, esta incorporación decidida y necesaria de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico nacional requiere de otras medidas normativas de apoyo para garantizar la existencia de suficientes fuentes de respaldo y flexibilidad que permitan garantizar la seguridad de suministro.

En este sentido, en noviembre de 2023, el Red Eléctrica de España publicó un análisis nacional de cobertura (NRAA, por sus siglas en inglés)¹, de conformidad con lo establecido en el artículo 24 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 el que se analizaban las necesidades de cobertura en diferentes horizontes temporales (hasta 2030) y en el que se pone de manifiesto la necesidad de contar con dichas medidas normativas para cubrir las necesidades de demanda estimadas en dichos horizontes temporales.

A continuación se muestra una tabla resumen de los resultados que arroja dicho análisis.

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

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
2027	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,9	3,08
	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,86	3,63
	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
2027	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
	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,66	4,25
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 las tablas y figuras del documento se resaltan en rojo los valores de LOLE iguales o superiores al estándar de fiabilidad considerado (0,94 h/año).

En particular, empleando como indicador de la cobertura de la demanda el número de horas esperadas con energía no suministrada (LOLE, por sus siglas en inglés), el informe anterior pone de manifiesto la existencia de unos valores de 6,26 horas en 2025, 4,76 horas en 2027 y 2,34 horas en 2030, todos ellos valores superiores al estándar de fiabilidad previsto en la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo, donde se establecía un estándar de fiabilidad de 0,94 horas, valor obtenido por aplicación de la Decisión 23/2020, de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, por la que se establece la metodología para el cálculo del valor de carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad.

A una conclusión similar se puede llegar empleando como herramienta de justificación del presente mercado de capacidad el análisis nacional de cobertura de ámbito europeo (ERAA, por sus siglas en inglés), elaborado por el ENTSO-e y aprobado por ACER en mayo de 2024, donde se identifican unos valores de LOLE de 5 horas y 4,5 horas en 2025 y 2028, respectivamente.

Así, se considera necesario el despliegue de un mecanismo de capacidad en un determinado sistema eléctrico cuando del resultado de los análisis y simulaciones de cobertura se desprende un “LOLE” (en número de horas) superior al estándar de fiabilidad.

Las razones que explican esta situación del estrés del sistema eléctrico son varias. Así, el actual contexto de mercado no permite viabilizar las nuevas inversiones en nuevas tecnologías firmes y flexibles, ya que a pesar de que los ingresos por arbitraje se han venido incrementando en los últimos tiempos por efecto del incremento de la volatilidad en los mercados, y de que se han venido eliminando barreras para que las tecnologías de almacenamiento puedan participar en todos los segmentos de mercado, lo cierto es que sigue existiendo un “*missing money*” (término empleado por la literatura económica para referirse a este fenómeno habitual en los mercados energéticos) que impide el acometimiento de estas inversiones, imprescindibles ya no solo desde la perspectiva de la seguridad de suministro, sino desde la propia necesidad de integración de renovables, ya que sin estas tecnologías no resultará posible abordar con éxito los ambiciosos objetivos de renovables a nivel nacional.

El análisis anterior, particularizado para el caso español, no es sin embargo único ni extraordinario en el seno de la Unión Europea. Prueba de ello es que muchos de los principales países del entorno cuentan precisamente con un mecanismo de capacidad que permite dar solución eficaz a los problemas de seguridad de suministro identificados en sus respectivos territorios.

Continuando con la vía procedimental planteada por el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, tras la elaboración de los análisis de cobertura antes mencionados, el Estado miembro elaborará un Plan de Implementación que recoja las principales barreras que impiden la resolución de los problemas de cobertura por medio de soluciones de “*solo energía*”.

A tal fin, también en noviembre se notificó a la Comisión Europea, de conformidad con el artículo 20 del referido de reglamento, un plan de implementación en el que se identificaban a las interconexiones eléctricas como uno de los elementos clave para la consecución de un mercado interior de electricidad. En efecto, entre otros beneficios, las

interconexiones permiten explotar las complementariedades de los sistemas eléctricos vecinos, aprovechándose de las sinergias y mitigando los problemas de suministro, ya que se logran reducir el número de eventos “de estrés” para el sistema, muchos de ellos marcados por una naturaleza inherentemente estocástica.

Si bien la expansión y mejora de las interconexiones (principalmente con Centroeuropa) es una de las principales prioridades de política energética impulsadas por el Gobierno, su despliegue real y efectivo requiere por lo general de horizontes de más largo plazo, por lo que esta no puede ser la solución, al menos en el corto y medio plazo, para la solución de los problemas de cobertura antes reflejados.

Todo lo anterior deriva inevitablemente en la aprobación de un mecanismo de capacidad, como instrumento normativo de apoyo específicamente diseñado para resolver los problemas de cobertura identificados en un determinado sistema eléctrico. Este es precisamente el objeto de esta orden ministerial; la aprobación de un mecanismo de capacidad en la forma de un mercado de capacidad que, dando cumplimiento a los requisitos y exigencias derivados de la normativa europea (tanto desde la perspectiva de su justificación como de los elementos de diseño que la integran), permita dar solución a los retos identificados en materia de seguridad de suministro.

Análisis de la reforma de mercado publicada en el año 2024

Adicionalmente al análisis anterior, no pueden ignorarse las novedades regulatorias impulsadas a lo largo del año 2023 y 2024, ya que muchas de ellas se encuentran íntimamente relacionadas con el elemento objetivo que pretende abordarse por medio de esta orden ministerial.

En efecto, el 13 de marzo de 2023 la Comisión Europea publicó su Propuesta de REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/943 y (UE) 2019/942 y las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 para mejorar la configuración del mercado de la electricidad de la Unión². Tal y como reza aquella propuesta legislativa, “*la propuesta responde a las*

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0148>

preocupaciones de los consumidores, la industria y los inversores sobre la exposición a precios volátiles a corto plazo, provocados por los elevados precios de los combustibles fósiles. La propuesta optimizará la configuración del mercado de la electricidad complementando los mercados a corto plazo con un papel más importante de los instrumentos a más largo plazo, permitiendo a los consumidores beneficiarse de contratos a precios más fijos y facilitando las inversiones en tecnologías limpias. En última instancia, esto reducirá la necesidad de generar energía a partir de combustibles fósiles y conducirá a una disminución de los precios de consumo durante futuras crisis de combustibles fósiles, gracias a los bajos costes operativos de la energía renovable e hipocarbónica.”

Dentro de la ambiciosa propuesta de la Comisión, y con incidencia directa en el ámbito regulatorio de aplicación a esta orden ministerial, cabe mencionar los elementos flexibilidad y firmeza incorporados en el proyecto de reglamento. Así, *“la energía renovable es también una mejor inversión cuando su capacidad de producir electricidad no se ve reducida por las limitaciones técnicas del sistema. Cuanto más flexible sea el sistema (generación de energía que puede encenderse o apagarse rápidamente, almacenamiento que puede absorber o abastecer electricidad en el sistema, o consumidores reactivos que pueden aumentar o reducir su demanda de electricidad), más estables pueden ser los precios y más energías renovables puede integrar el sistema. Por este motivo, la propuesta exige a los Estados miembros que evalúen sus necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico y establezcan objetivos para satisfacer estas necesidades. Los Estados miembros pueden configurar o reconfigurar los mecanismos de capacidad con el fin de promover la flexibilidad hipocarbónica. Además, la propuesta abre la posibilidad de que los Estados miembros introduzcan nuevos sistemas de ayudas a la flexibilidad no fósil, como la respuesta de la demanda y el almacenamiento”*.

Se introducía aquí, por tanto, un nuevo elemento para la reflexión consistente en la configuración de objetivos de flexibilidad (con la creación de un nuevo artículo 19 quarter en el Reglamento de mercado interior de la electricidad 2019/943) en base a los objetivos de integración de renovables y las necesidades de cobertura identificados. Estos objetivos de flexibilidad podrían conjugarse con los objetivos de firmeza en la medida en que “los

Estados miembros pueden configurar o reconfigurar los mecanismos de capacidad con el fin de promover la flexibilidad”.

En efecto, si bien ambas características de un sistema eléctrico (flexibilidad vs firmeza) pueden en muchos casos compartir sinergias, es cierto que la búsqueda de los objetivos de firmeza puede abordarse sin necesariamente tener los de flexibilidad, y viceversa. Sin embargo, una visión omnicomprendensiva del fenómeno energético, en un contexto de profunda transformación y cambio de paradigma como es el actual, sugiere que todos los retos asociados a la transición energética se aborden de forma global, sin ignorar los impactos que una determinada regulación puede tener sobre los objetivos establecidos en el ámbito de la descarbonización (por ejemplo: el impacto que los mecanismos de capacidad pueden tener en la capacidad de integración de renovables en un determinado sistema eléctrico).

De esta forma, la propuesta regulatoria de la Comisión Europea contenía, por un lado, una posibilidad para que los Estados miembro incluyesen el componente “flexibilidad” en sus evaluaciones de firmeza para un determinado horizonte temporal (mencionado anteriormente) y, por otro, la posibilidad de que estos adoptasen esquemas de apoyo específicos a la flexibilidad, cuyos principios de diseño se incluían en el nuevo artículo 19 septies.

Tras el acuerdo logrado entre el Consejo de la Unión Europea y el Parlamento Europeo en diciembre de 2023 en relación con el diseño de mercado, y su definitiva aprobación mediante el Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión y la Directiva (UE) 2024/1711 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión, se han reforzado los mensajes anteriores, configurando por un lado la necesidad de los mecanismos de capacidad para garantizar la seguridad de suministro (eliminando las alusiones a estos instrumentos como mecanismos temporales) y, por otro, consolidando la necesidad de valorar la incorporación de criterios de flexibilidad para lograr, en última

instancia, los grandes objetivos de descarbonización a los que se han comprometido los Estados miembro y el conjunto de la Unión Europea.

A la luz de lo anterior, esta propuesta de mercado de capacidad ha introducido algunos criterios de flexibilidad que permiten dar respuesta a los objetivos anteriormente descritos. Estos criterios se analizarán de manera específica en el apartado correspondiente al contenido de la propuesta regulatoria.

Trámite de audiencia de abril de 2021

En abril de 2021, se sometió a información pública el proyecto de orden ministerial por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español. La tramitación de aquella norma se vio truncada como consecuencia del inicio de la crisis energética que se experimentó como consecuencia del inicio de la invasión de Ucrania por parte de Rusia en el año 2022. Hay que tener en cuenta, no obstante, que los primeros síntomas de inestabilidad en los mercados energéticos globales ocurrieron durante el segundo semestre de 2021, como pone de manifiesto la aprobación del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua, y los sucesivos reales decreto-ley que se aprobaron con posterioridad (a citar, entre otros, el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, o el Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural).

Desde entonces, el contexto energético tanto global como nacional ha cambiado sustancialmente, a lo que se suma las novedades legislativas introducidas a lo largo de los últimos años, tanto nacionales como europeas.

Todo lo anterior ha requerido la actualización del proyecto de orden ministerial sometido a audiencia en abril de 2021. Actualización que, si bien, ha mantenido algunos de los elementos esenciales de su regulación originaria, ha incorporado igualmente algunas

novedades reseñables en sus elementos de diseño (periodos de prestación de servicio, criterios de flexibilidad, *price caps*, etc.).

Por todo ello, se ha juzgado necesario volver a someter el texto normativo a audiencia, permitiendo así que los agentes involucrados puedan conocer la nueva propuesta regulatoria y ofrecer la valoración (y posible mejoras) que consideren más oportuna.

Además, por medio de esta nueva audiencia pública se pretende dar cumplimiento a las obligaciones derivadas de las directrices sobre de ayudas de Estado en materia de clima, protección del medio ambiente y energía, aprobadas en 2022. Así, dichas ayudas (los mecanismos de capacidad tienen la consideración de ayudas de Estado, de conformidad con lo establecido en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad), deben someterse a una consulta pública de 6 semanas, de tal forma que los agentes puedan valorar aspectos relacionados con la proporcionalidad y necesidades de la medida, principales parámetros del proceso de asignación de los recursos, entre otros.

2. OBJETIVO.

El objetivo de este proyecto de orden es el establecimiento de un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular, de tal forma que se asegure la disponibilidad de potencia firme en los momentos de estrés del sistema.

Al mismo tiempo, el referido instrumento tiene como objetivo movilizar la inversión en tecnologías alternativas de almacenamiento que sirvan precisamente como contrapunto del despliegue de renovables, asegurando en todo caso el principio de neutralidad tecnológica que necesariamente ha de incorporar cualquier mecanismo de capacidad que se articule.

El mercado de capacidad se constituye como la herramienta más eficaz para resolver los eventuales problemas de cobertura, sin perder de vista el marco comunitario en el que este instrumento se inserta, y por tanto cumpliendo con los principios y requisitos que emanan de la referida legislación europea, incluida la consideración de última ratio asociados a este tipo de instrumentos.

Este instrumento se enmarca, además, dentro de otras herramientas, planes y estrategias impulsadas por el gobierno que tienen como último propósito la descarbonización de la economía, tales como el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, incluyendo su actual actualización, actualmente en tramitación.

3. ALTERNATIVAS.

En relación con las alternativas valoradas frente a la presente regulación, debe descartarse en primer lugar la alternativa consistente en no regular un mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico nacional, ya que se ha puesto de manifiesto la necesidad y justificación de su adopción en virtud del problema de cobertura identificado tanto en el análisis de cobertura nacional (NRAA, por sus siglas en inglés) como en el análisis de cobertura europeo (ERAA, por sus siglas en inglés).

Por otro lado, el Plan de Implementación adoptado conforme a la regulación europea alude a una serie de actuaciones regulatorias y administrativas que buscan resolver los problemas que son (al menos en parte) causa de la aparición de un problema de cobertura a nivel nacional, de entre las que destaca la nueva inversión en materia de infraestructuras eléctricas.

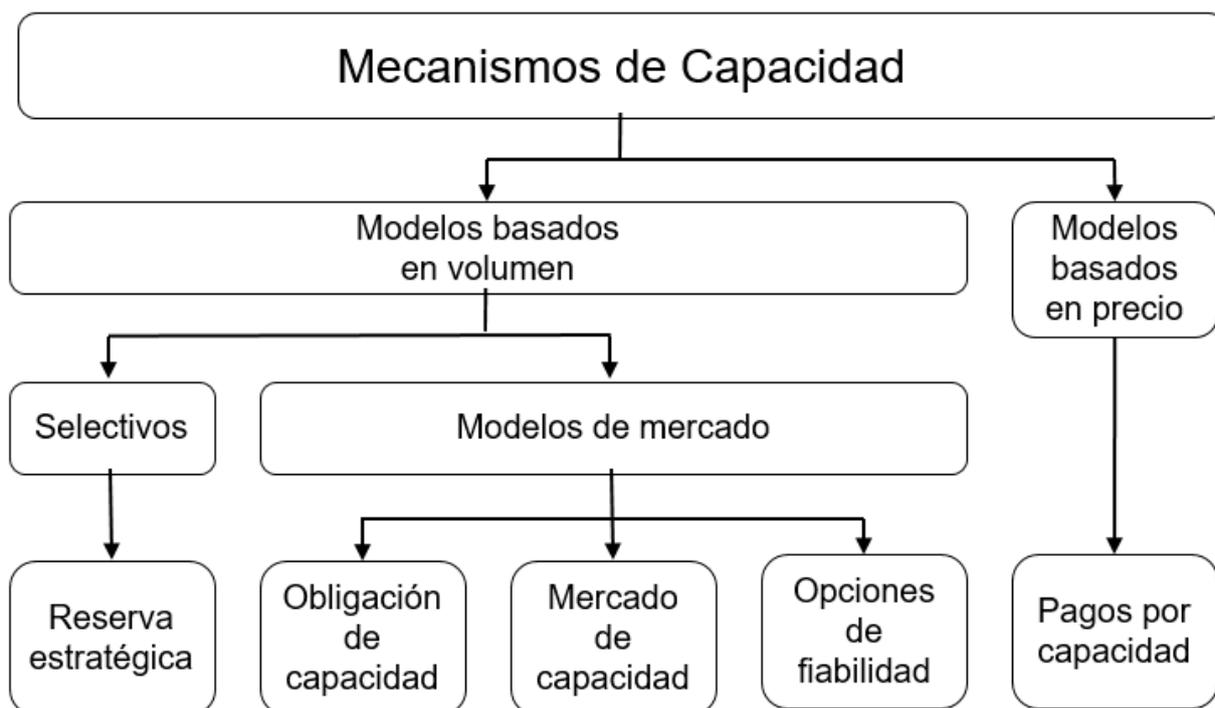
Así, actualmente España cuenta con un nivel de interconexiones en importación con un valor de percentil 70 con Francia de 2913 MW, de 3240 MW con Portugal, 107 MW con Andorra y 600 MW con Marruecos. Asumiendo la puesta en marcha de las interconexiones incluidas en la Planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026, estas interconexiones ascenderían a un valor de percentil 70 en importación de: 5000 MW con Francia, 3500 MW con Portugal, 250 MW con Andorra y 1200 MW en importación con Marruecos. Este escenario, sin embargo y teniendo en cuenta únicamente

las interconexiones con Portugal y Francia, mantendría a España aún lejos del objetivo del 15% de interconexión eléctrica de los Estados miembros establecido en el artículo 4.d) del Reglamento 2018/1999.

Esta situación es particularmente adversa para el sistema eléctrico nacional, en la que además la contribución de Portugal a la firmeza es reducida dadas las similitudes climatológicas entre este país y España. Por tanto, y mientras estas interconexiones se refuerzan (principalmente aquellas vinculadas con el sistema eléctrico Centroeuropeo, que son las que mejor contribuyen a la aportación de firmeza y flexibilidad por parte de los sistemas eléctricos vecinos), resulta imprescindible articular un mecanismo de capacidad que asegure el sostenimiento de la potencia de generación firme existente que permita garantizar la seguridad de suministro, por lo que se descarta la no implementación de un instrumento de esta naturaleza.

Una vez se asume la necesidad de adoptar un mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico nacional, cabe preguntarse qué modelo de los posibles (o existentes) consigue reunir de manera más eficaz las características para abordar el problema de cobertura evidenciado.

En este sentido, para llevar a cabo una categorización de los diferentes modelos de mecanismos de capacidad, puede emplearse el esquema utilizado en el informe de ACER sobre “mecanismos de remuneración de capacidad y el mercado interior de electricidad” del año 2013:



Como se observa, se pueden distinguir principalmente cinco modelos de mecanismos de capacidad, si bien los instrumentos concretos adoptados por los Estados miembro en la Unión Europea pueden incluir configuraciones particulares que los alejen del modelo clásico definido en cada una de estas categorías.

De manera simplificada se tiene, en ambos extremos del esquema presentado, las denominadas reservas estratégicas y los pagos capacidad. Las primeras tienen como principal característica que aquellas instalaciones que se constituyan como reserva estratégica no pueden participar en los mercados organizados (de conformidad con el artículo 22.2.d) del Reglamento 2019/943, de 5 de junio, del mercado interior de electricidad), lo que supone una importante limitación para aquellos activos que opten por prestar este servicio de firmeza (modelo adoptado, entre otros Estados miembro, en Alemania).

En principio, la regulación europea parece inclinarse, como primera opción a contemplar por parte de los Estados miembro, por las reservas estratégicas (el artículo 21.3 del reglamento establece que “*Los Estados miembros evaluarán si un mecanismo de capacidad en forma de reserva estratégica está en situación de abordar los problemas de*

cobertura. Si no es así, los Estados miembros podrán aplicar un tipo de mecanismo de capacidad diferente”).

Pues bien, en relación con las reservas estratégicas, dadas las características intrínsecas de este mecanismo de capacidad, se considera que, para el caso español, la implementación de un mercado de capacidad resulta una opción más favorable y en línea con los objetivos de descarbonización imperantes a nivel nacional.

En efecto, la filosofía básica de las reservas estratégicas (como se ha podido observar en todos aquellos Estados miembro en el que se han implementado) consiste en hacer “hibernar” aquellas instalaciones (típicamente térmicas) que, por horas de funcionamiento y participación en los mercados de energía, no logran cubrir sus costes fijos de explotación de tal forma que, en ausencia de otras fuentes de ingreso, se verían abocadas a cerrar. Sin embargo, y por las razones de seguridad identificadas por los Estados miembro, se les habilita esta “vía alternativa” de operación por la cual, manteniéndose al margen del mercado (se insiste en la imposibilidad de que las instalaciones constituidas como reserva estratégica no pueden participar en los mercados de energía), se mantienen a la espera de que, ante contingencia y por orden de activación del operador del sistema, puedan arrancar en aquellos momentos de mayor estrés para el sistema eléctrico.

De esta descripción sucinta parecen deducirse las razones por las que el regulador europeo ha decidido mantener esta opción regulatoria como preferente: por su propia configuración (consistente en un apoyo remuneratorio circunscrito exclusivamente a aquella capacidad de reserva necesaria para activarse únicamente en los momentos de mayor escasez para el sistema eléctrico), su impacto tanto en términos económicos como de impacto sobre el funcionamiento de los mercados mayoristas de energía quedaría en todo caso limitado. Sin embargo, estos mismos efectos derivados de la constitución de una reserva estrategia son los que precisamente desaconsejan su implementación, máxime en el actual contexto de transición energética.

En efecto, si bien no se ignora el carácter preferente del mecanismo de capacidad como instrumento para garantizar la seguridad de suministro, del mismo modo no se pueden olvidar los importantes compromisos de descarbonización a los que se ha comprometido el Reino de España. Unos objetivos que se ven plasmados, entre otros documentos, en el

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, y en los que las tecnologías firmes y flexibles de respaldo limpias (principalmente almacenamiento, en sus diferentes configuraciones) juegan un rol tan imprescindible como el propio despliegue de renovables, ya que sin las primeras no será posible alcanzar los niveles de integración de renovables previstos.

Y es en este contexto donde se juzga oportuno apostar por el mercado de capacidad, ya que al tiempo que se preserva la seguridad de suministro, se pueden ofrecer las señales de inversión necesarias para que este almacenamiento definitivamente se incorpore al sistema, posibilitando al mismo tiempo una transición ordenada de las tecnologías térmicas convencionales responsables de la firmeza y flexibilidad del sistema a otras tecnologías que permitan transitar hacia una economía neutra en carbono. En este sentido se considera que las reservas estratégicas no permitirían alcanzar estos mismos objetivos ya que por su propia configuración podrían desembocar en una cierta consolidación del parque de generación actual (fenómeno de “*lock in*”), bloqueando la entrada de nuevas fuentes de generación firme y flexible.

Por su parte, los pagos por capacidad corresponden con un modelo equivalente al existente actualmente en España, configurado por medio de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. Este servicio no incorpora las necesarias características de concurrencia competitiva para asegurar su adecuación con los principios comunitarios, ni tampoco responde a un análisis de cobertura que identifique las necesidades de capacidad firme en el sistema eléctrico español, por lo que no resulta adecuado proponer una extensión de este modelo para los próximos ejercicios.

Finalmente, se describen a continuación otras opciones regulatorias posibles:

- La obligación de capacidad se constituye como un modelo descentralizado en el que se le impone a los comercializadores de energía eléctrica la adquisición de determinadas obligaciones de firmeza en un mercado descentralizado en el que el producto ofertado (firmeza) es ofrecido por la generación, la demanda y el almacenamiento. Francia se erige actualmente como uno de los países que ha

adoptado este modelo, si bien la experiencia ha revelado que este modelo no permite movilizar de forma adecuada las inversiones necesarias para asegurar la firmeza en el horizonte de análisis planteado. De hecho, el modelo francés ha tenido que dotarse de instrumentos complementarios cuya estructura y principios se asemejan al denominado mercado de capacidad.

- Las denominadas opciones de fiabilidad constituyen un mecanismo más sofisticado que, en síntesis, supone la definición de “*price strike*”, o precio de referencia, que sirve como referencia de precio para los proveedores del servicio de capacidad. Este precio de referencia sirve, de algún modo, como “*cap*” de precios en el mercado mayorista, y al mismo tiempo sirve como incentivo implícito para asegurar la disponibilidad del parque de generación firme, puesto que en caso de que este precio de referencia se supere, los proveedores del servicio deberán devolver un importe equivalente a la diferencia entre el precio marginalista de casación y el precio “*strike*” de referencia.

Analizadas de forma somera los diferentes instrumentos, y ante la falta de una evidencia clara que ponga de manifiesto el carácter superior de los anteriores modelos frente al mercado de capacidad planteado por medio de esta orden ministerial, se ha optado por esta última opción como modelo regulatorio.

4. ADECUACIÓN A LOS PRINCIPIOS DE BUENA REGULACIÓN

Esta orden ha sido elaborada teniendo en cuenta los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia que conforman los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La aprobación de esta orden cumple con el principio de seguridad jurídica, puesto que supone el desarrollo de la previsión contenida en el artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, generando un marco normativo estable, claro y de certidumbre, que facilite su conocimiento y comprensión a los sujetos a los que afecta.

Igualmente, cumple con el principio de necesidad, dado que completa el marco normativo que permite dotar al sistema eléctrico de la necesaria potencia firme que garantice la seguridad de suministro. A su vez, esta norma cumple con el principio de eficacia dado que permite salvaguardar los objetivos de penetración de renovables, constituyéndose como un instrumento de acompañamiento al despliegue de dichas tecnologías imprescindible, preservando la robustez del sistema y fomentando al mismo tiempo la entrada de nuevas inversiones en tecnologías de respaldo, en línea con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Se adecua, asimismo, al principio de proporcionalidad, dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones y requisitos a los sujetos afectados por la presente disposición normativa para la consecución de los fines previstos en la misma.

En aplicación del principio de transparencia, se ha sustanciado la correspondiente consulta pública previa, a través del portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de conformidad con el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, cuyo plazo para formular alegaciones finalizó el 13 de septiembre de 2020. Además, y tal y como establece el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, esta orden ha sido sometida a una audiencia e información pública en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en abril de 2021.

Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en la presente orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 17 de julio de 2021. El trámite de audiencia de esta orden ha sido evacuado mediante publicación en la web del Ministerio entre el 17 de abril y el 12 de mayo de 2021.

Mediante acuerdo de fecha XXXXX la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar la presente orden.

B) CONTENIDO, ANÁLISIS JURÍDICO Y DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN.

1. CONTENIDO.

El proyecto de orden consta de 34 de artículos, dos disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales.

El artículo 1 de la orden fija el objeto de la norma, que corresponde con la creación de un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español, estableciendo los requisitos para participar como proveedor del servicio de capacidad, las condiciones de prestación del servicio, así como su régimen retributivo y de financiación.

El artículo 2 establece el ámbito de aplicación, de tal forma que la norma resultará de aplicación a los proveedores del servicio de capacidad (tanto si estos son generadores, titulares de instalaciones de almacenamiento o demanda) así como al operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A., en todo aquello que le resulte de aplicación. De conformidad con la regulación europea y las exigencias en materia de directrices de ayuda de Estado, se menciona de forma específica la posibilidad de que puedan participar sujetos que presten servicios de agregación de la demanda, incluidos los comercializadores de energía eléctrica, que puedan participar en todos los mercados de producción al tiempo de celebración de las correspondientes subastas de capacidad previstas en esta orden. Así, los agregadores independientes también tendrán la posibilidad de participar, si bien resultará necesario que previamente la normativa nacional en materia mayorista se adapte para contemplar su participación de manera real y efectiva.

El artículo 3 establece la definición de un conjunto de conceptos que se empleados en el texto normativo: potencia firme, coeficientes de firmeza, análisis de cobertura, etc.

En este punto, se destaca la definición de coeficiente de flexibilidad, como elemento novedoso incluido en esta propuesta regulatoria. Tal y como se define en el referido artículo, dicho coeficiente se determina el cociente entre la energía movilizada a través de los mercados de balance y la energía efectivamente producida. Este umbral resultará de aplicación a las instalaciones de generación no renovable y 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.

Este coeficiente pretende servir de instrumento para garantizar que solo resultarán adjudicatarias en las subastas de capacidad aquellas tecnologías de producción con la suficiente flexibilidad para permitir la integración de renovables en el sistema eléctrico español. Como fórmula para concretar dicha flexibilidad, se ha empleado la ratio entre energías de balance y energía real producida, ya que este indicador permite precisamente identificar qué tecnologías son realmente flexibles y pueden participar en los mercados de balance para garantizar el equilibrio constante entre la oferta y la demanda de energía eléctrica.

El artículo 4 regula los principios generales de aplicación al mercado de capacidad regulado, de conformidad con el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de electricidad.

El artículo 5 establece la creación del mercado de capacidad, que tiene como objetivo dar respuesta a los eventuales problemas de cobertura que pudiesen poner en riesgo la seguridad de suministro, asegurándose la disponibilidad de suficiente potencia firme por parte de los sujetos proveedores del servicio de capacidad., así como las obligaciones que se derivan para los sujetos proveedores del servicio de capacidad y las obligaciones para el operador del sistema. La propia norma prevé la elaboración de un procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad que incluya, entre otros, los requisitos técnicos y operativos de desarrollo para la participación en el mercado de capacidad y la constitución como sujeto proveedor del servicio de capacidad, el procedimiento de habilitación para la constitución de sujetos proveedores del servicio de capacidad o las obligaciones de desarrollo de aplicación a los sujetos proveedores del servicio de capacidad.

El artículo 6 regula el denominado análisis de cobertura, que supone el punto de partida para la articulación del presente mercado de capacidad, puesto que de dicho análisis se desprenderá las necesidades de firmeza del sistema eléctrico peninsular, firmeza que será posteriormente subastada a través de las modalidades previstas en la citada norma.

El artículo 7 establece las modalidades de subasta, y en las que se distingue entre las subastas principales de capacidad y las subastas de ajuste.

En relación con las subastas principales de capacidad, estas serán las responsables de contratar la práctica totalidad de la firmeza necesaria identificada en los propios análisis de cobertura de la demanda y plasmados en las curvas de demanda que se establezcan. Sus principales características son:

- a) Se establece un periodo de desfase entre el momento de la celebración de la subasta y el inicio del periodo de prestación del servicio de 5 años.

Mediante el establecimiento de dicho plazo se garantiza que la competencia entre instalaciones nuevas y existentes sea real y efectiva ya que, de otro modo, las instalaciones existentes siempre contarían con una ventaja competitiva frente a las nuevas inversiones. No obstante, como se conoce que, en algunos casos, este periodo de 5 años puede ser muy reducido para ciertas tecnologías (por ejemplo, los bombeos), se podrá fijar un cupo por una potencia firme determinada (a establecer en la subasta) de tal forma que aquellas instalaciones que se adhieran a él puedan iniciar su periodo de prestación del servicio hasta un máximo de 9 años.

En todo caso, en al menos uno de los años del periodo de prestación de servicio debe haberse identificado la existencia de un problema de cobertura por medio de alguno de los análisis de cobertura existentes (nacional o europeo).

- b) Como se ha mencionado antes, podrán participar en dicha subasta tanto las nuevas inversiones como las instalaciones existentes.
- c) El periodo de prestación del servicio se modula por tipo de tecnología y estado del proyecto, de tal forma que:

- a. Para instalaciones existentes de generación y almacenamiento, el periodo de prestación del servicio siempre será de un año.
- b. Para nuevas inversiones de generación y almacenamiento, el periodo de prestación del servicio dependerá del tipo de tecnología a que se refiera, quedando establecido en valor orientado 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.
- c. Para instalaciones 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

Adicionalmente, y únicamente para resolver los eventuales desequilibrios entre oferta y demanda de potencia firme que pudiesen aflorar (por ejemplo, un incremento no previsto en la demanda de firmeza, o la frustración en la ejecución de determinados proyectos que tenían como objetivo aportar firmeza al sistema) se prevé la celebración de subastas de ajuste que permitan cubrir estas necesidades. En todo caso, dada su propia naturaleza, la potencia firme a contratar en estas subastas será residual en relación con la potencia contratada en las subastas de capacidad principal.

El artículo 8 establece el producto a subastar, que corresponde con la potencia firme, expresada en MW, y la variable de oferta, el precio por unidad de potencia firme, expresado en euros/MW y año.

El artículo 9 define las características de la curva de la demanda. Esta curva reflejará las necesidades de firmeza para el horizonte temporal correspondiente a cada modalidad de subasta. 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 obtenido 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 la demanda. Todo lo anterior se muestra en la siguiente figura de forma representativa:



El artículo 10 define los coeficientes de firmeza, como valores que oscilarán entre 0 y 1 y que permitirán hacer competir a todas las tecnologías en función de su capacidad para aportar firmeza al sistema eléctrico.

El artículo 11 establece los requisitos que han de acreditar los participantes en el mercado de capacidad.

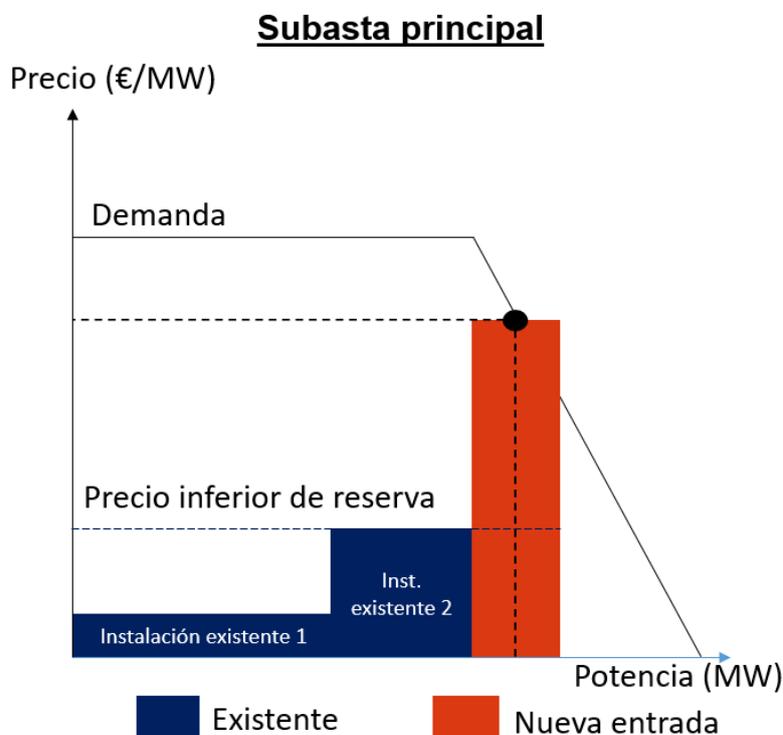
El artículo 12 regula el contenido mínimo de las resoluciones de convocatoria de subasta que se celebren.

El artículo 13 fija el proceso de habilitación para la participación en la subasta, mientras que el artículo 14 establece la adhesión al marco legal de los titulares de instalaciones habilitados en virtud del artículo anterior.

Los artículos 15 y 16 detallan el desarrollo del procedimiento de subasta y el resultado de la subasta y precio de adjudicación, en el que se establece un *pay-as-bid* puesto que cada instalación adjudicada percibirá una retribución que será igual a la oferta presentada en la referida subasta.

Así, se elaborará una escalera creciente de ofertas a partir de las pujas presentadas por los agentes participantes en la subasta. El punto de encuentro entre la oferta y la demanda previamente fijada determinará la cantidad de potencia firme adjudicada. Los sujetos percibirán el precio correspondiente a su puja si bien, en el caso de las instalaciones existentes participantes en la subasta de capacidad principal, estas en ningún caso podrán

obtener un reconocimiento económico superior al precio inferior de reserva que se establecerá con carácter confidencial y con anterioridad a la propia celebración de la subasta, tal y como se describe de forma gráfica en la siguiente imagen:



En todo caso, se ha habilitado un procedimiento para que, aquellas instalaciones existentes que prevean acometer nuevas inversiones y así lo acrediten conforme a lo establecido en la normativa, puedan solicitar la no aplicación de dicho precio inferior de reserva.

Por su parte, los artículos 17 y 18 atribuyen al operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A y la CNMC, las funciones de entidad administradora de la subasta y la entidad supervisora de la subasta, respetivamente.

El artículo 19 establece el procedimiento de habilitación como sujeto proveedor del servicio de capacidad, al que podrán acceder aquellos participantes en el mercado de capacidad que hayan resultado adjudicatarios en dichas subastas.

La sección 4ª del capítulo III, que incluye los artículos 20 y 21 regulan, respectivamente, la retribución y liquidación del servicio de capacidad (que se basa en una retribución mensual fija en función de la potencia firme adjudicada y su precio de puja) y la posible cesión de los

derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad, constituyendo así un mercado secundario que previsiblemente aportará liquidez al mercado de capacidad.

El capítulo IV del proyecto de orden, que aglutina los artículos 22, 23 y 24, regula aspectos relativos a la prestación del servicio de capacidad. De entre ellos, cabe destacar aquellas obligaciones que se derivan de la efectiva prestación del servicio.

Así, en el caso de instalaciones de producción y almacenamiento, los sujetos del sistema eléctrico titulares de dichas instalaciones tendrán que garantizar su disponibilidad, durante el periodo de prestación del servicio de capacidad, en las horas de estrés del sistema del sistema eléctrico peninsular que se definan. En particular, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme adjudicada, ofertando dicha potencia en los mercados diario, intradiario y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

En el caso de instalaciones de consumo (o los comercializadores, cuando el consumo participe en el mercado de capacidad a través de la agregación de demanda), estas tendrán que atender la solicitud de activación realizada por el operador del sistema, durante el periodo de prestación del servicio, en las horas de estrés del sistema eléctrico peninsular que se hayan definido, y por una cantidad equivalente a la potencia firme adjudicada.

En definitiva, de lo explicado anteriormente se observa que la obligación principal asociada a la prestación del servicio es asimétrica, en función de si el sujeto prestador del servicio es un productor o un almacenamiento (obligación de disponibilidad) o si es un consumidor final de energía eléctrica o agregador de demanda (obligación de atención a la orden de activación por parte del operador del sistema).

La horas de estrés del sistema serán fijados por parte del operador del sistema, y no podrán suponer más de un 10% de las horas de un año natural. En todo caso serán conocidas por los agentes antes del inicio de cada año perteneciente al periodo de prestación del servicio.

El artículo 25 regula el régimen de inspección del servicio, atribuyendo a la CNMC las funciones correspondientes a dicha labor.

El artículo 26 regula determinadas obligaciones de información que deberán atender tanto los proveedores del servicio de capacidad como el operador del sistema.

El artículo 27 regula aspectos relativos al incumplimiento de las obligaciones asociadas a la prestación del servicio de capacidad. Si bien será el procedimiento de operación el encargado de detallar el sistema de penalizaciones asociadas a dicho incumplimiento, el referido artículo fija una serie de principios generales que deberán preservarse.

Los artículos 28 y 29 regulan, respectivamente, las condiciones de inhabilitación para la prestación del servicio (que se detallarán en el correspondiente procedimiento de operación) y el desistimiento de la prestación del servicio, que conllevará la pérdida de la retribución para el periodo y la imposibilidad de participar en las sucesivas subastas que se convoquen.

El capítulo VI del proyecto de orden, que incluye los artículos 30 a 34 regulan el mecanismo de financiación del mercado de capacidad. En relación a este aspecto, debe destacarse que el coste anual derivado del mercado de capacidad será financiado por los comercializadores de energía eléctrica, incluidos los comercializadores de referencia, así como los consumidores directos en mercado, y para ello se fija una metodología basada en las necesidades de firmeza por segmento tarifario, así como en función del periodo horario asociado a dichos segmentos. La referida regulación establece tanto la estructura de los precios unitarios como su facturación.

La disposición adicional primera establece los términos y condiciones de la participación transfronteriza de instalaciones pertenecientes a otras zonas de oferta. Así, el artículo 26 del Reglamento de mercado interior de la electricidad establece la obligación de que los mecanismos de capacidad permitan la participación de agentes pertenecientes a otros Estados miembro distintos de aquel que promueve la implementación de la norma. No obstante, teniendo en consideración que su participación real y efectiva depende de la plena implementación de la metodología aprobada por ACER (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 medio de esta orden ministerial se mandata al operador del sistema para que inicie las actuaciones que resulten necesarias para implementar dicha participación transfronteriza.

La disposición adicional segunda establece la posible aplicación de un criterio medioambiental en la determinación de los adjudicatarios de las subastas de capacidad. Así, excepcionalmente, 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 las ofertas presentadas, 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 esos, 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.

La disposición transitoria única establece los principios generales de las subastas de capacidad transitorias que se convocarán hasta que entre en vigor el primer periodo de prestación del servicio correspondiente a la primera subasta principal celebrada.

El proyecto de orden incorpora una disposición derogatoria única, y dos disposiciones finales: la disposición final primera, correspondiente al título competencial, y la disposición final segunda, que corresponde con la entrada en vigor.

2. ANÁLISIS JURÍDICO Y TÉCNICO.

La seguridad de suministro se constituye como uno de los pilares fundamentales sobre los que descansa la regulación del sector eléctrico, puesto que la consideración de la energía eléctrica como un bien esencial tanto para las familias como para las industrias y sectores productivos exige el establecimiento de unos estándares de fiabilidad que

preserven la continuidad del suministro de energía eléctrica incluso en las situaciones climatológicas y de escasez más desfavorables.

El fundamento legal del proyecto de orden reside, primeramente, en el artículo 14.5.c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que incorpora la posibilidad de que la actividad de producción obtenga una retribución en concepto de mecanismo de capacidad que permita dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado e incentive la disponibilidad de potencia gestionable, la cual se establecerá, atendiendo a la literalidad del precepto, por orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Esta previsión presente en la Ley del Sector Eléctrico es coherente con la normativa europea, en particular, con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, que dedica su capítulo IV a la cobertura de la demanda. El referido reglamento contempla la posibilidad de implementación de mecanismos de capacidad que permitan garantizar la seguridad de suministro, configurando en sus artículos 21 y 22 los principios que deben regir estos mecanismos.

Este proyecto de orden sienta así las bases de la regulación del futuro mercado de mecanismos de capacidad, preparando la senda y avanzando el trabajo necesario para que, antes de su publicación definitiva, se atiendan los principios generales recogidos en el artículo 21 reglamento comunitario, a tenor de los correspondientes análisis que pongan de relieve la necesidad manifiesta de que nuestro país cuente con la estructura de generación que permita garantizar la seguridad de suministro.

Por otra parte, el proyecto de orden se incardina plenamente en el contenido del artículo 22 del reglamento que regula los principios específicos que deben configurar los mecanismos de capacidad: se asegura la temporalidad del mecanismo, su eficacia para atender exclusivamente los problemas de cobertura que se detecten, los principios de transparencia, no discriminación y competencia que lo regirán sin causar distorsiones en el mercado, así como la posibilidad de participación de todos los recursos incluidos el almacenamiento y la demanda, mediante un proceso de remuneración competitivo que afecte únicamente a la disponibilidad y la aportación de incentivos para que dichos recursos estén disponibles en los momentos de estrés del sistema.

El proyecto de orden establece como estipulado en el referido artículo 22 las condiciones técnicas de participación de los proveedores fijadas con carácter previo a su participación en el mecanismo competitivo de subasta (que incluyen límites de emisiones CO2 conforme a su apartado 4), prevé también las sanciones adecuadas a los proveedores de capacidad cuando no estén disponibles en momentos de gran demanda del sistema, y garantiza que las obligaciones de capacidad sean transferibles entre los proveedores elegibles.

Por tanto, el proyecto de orden respeta el diseño de estos mecanismos contenido en el reglamento y se adecúa a los principios que la norma comunitaria intenta preservar.

Por otro lado, en su configuración como ayuda de Estado, de conformidad con lo previsto en el artículo 21 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, esta propuesta regulatoria cumple con lo establecido en las Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022 aprobadas por la Comisión Europea, que en su apartado 4.8 establece los principios y criterios a tener en cuenta en el diseño de ayudas destinadas a garantizar la seguridad de suministro de electricidad.

Por otro lado, el proyecto es conforme con la atribución genérica al Gobierno del ejercicio de la potestad reglamentaria en el artículo 97 de la Constitución, concretada a favor de los Ministros en el artículo 4.1.b) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

Desde el punto de vista de la legalidad formal, la adecuación del rango de la norma proyectada lo es también de conformidad con el ya mencionado artículo 14.5.c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Del análisis conjunto de todo lo señalado, cabe concluir que el Proyecto tiene fundamento legal suficiente y que su rango normativo es el adecuado.

3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

3.1 Trámite de consulta pública previa.

Conforme al artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno se ha llevado a cabo el trámite de consulta pública previa a través del portal web del Ministerio

para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, publicada el 29 de julio de 2020 y con fecha límite para la presentación de alegaciones hasta el 18 de septiembre de 2020.

La consulta pública previa relativa a la implementación de mecanismos de capacidad en el sistema eléctrico español permitió observar el interés de los diferentes agentes para articular un sistema robusto, tecnológicamente neutro, que resuelva las situaciones de inviabilidad económica de determinadas instalaciones al tiempo que promueva la inversión en nuevos activos alineados con los compromisos de descarbonización que permitan garantizar al mismo tiempo la seguridad de suministro en el sistema eléctrico nacional.

Si bien se recibieron diferentes propuestas en cuanto al modelo de mecanismo de capacidad a implementar, debe señalarse que, en términos generales, la constitución de un mercado de capacidad en el sistema eléctrico nacional se posicionaba como la opción preferente por un número reseñable de agentes.

Con posterioridad a dicha consulta pública previa se elaboró un primer borrador de orden que fue sometida a audiencia en abril de 2021.

3.2 Trámite de audiencia e informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Tal y como establece el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, esta orden ha sido sometida a una audiencia e información pública en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico entre el 17 de abril y el 12 de mayo de 2021..

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en la presente orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 17 de julio de 2021.

C) ANÁLISIS DE IMPACTOS

1. ADECUACIÓN DE LA NORMA AL ORDEN DE DISTRIBUCIÓN DE

COMPETENCIAS.

a) Análisis de los títulos competenciales.

El artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético. La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, aprobada en virtud de dicho marco de distribución de competencias, tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.

En el marco de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se desarrolla el presente texto reglamentario.

b) Análisis de la participación autonómica y local en la elaboración del proyecto.

El proyecto de orden ha sido sometido a audiencia, mediante su publicación en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Como se ha señalado anteriormente, al recabarse su parecer, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizó un trámite de audiencia mediante la consulta a través de su Consejo Consultivo de Electricidad, en el cual están presentes las comunidades autónomas.

2. IMPACTO ECONÓMICO Y PRESUPUESTARIO.

a) Impacto económico y presupuestario.

En relación con el análisis del impacto económico, debe destacarse que la misma no puede realizarse con la debida precisión en tanto se desconoce la potencia firme que será imprescindible garantizar por medio de las sucesivas subastas que se convoquen al amparo de la presente normativa (y cuyo valor se desprenderá, en todo caso, del

correspondiente análisis de cobertura elaborado por el operador del sistema), ni tampoco el precio resultado de las mismas (precios que son, además, individuales para cada sujeto adjudicatario de la subasta, por tratarse de subastas *pay-as-bid*). Por todo lo anterior, se considera acertado no llevar a cabo una cuantificación del impacto económico del mercado de capacidad regulado en esta orden, dado que cualquier asunción o simplificación tenida en cuenta podría provocar, potencialmente, unas imprecisiones tales que anularían *de facto* el citado análisis, generando asimismo unas expectativas que con toda seguridad se alejarían de manera considerable de la realidad.

En relación al impacto presupuestario, la presente orden no tiene ningún impacto desde el punto de vista de los Presupuestos Generales del Estado.

b) Análisis de las cargas administrativas.

El desarrollo de orden ministerial no supone la creación de cargas administrativas para los sujetos afectados por la referida norma, más allá de los costes que se pudieran ocasionar como consecuencia de la participación voluntaria en las subastas convocadas al amparo de la presente normativa y su constitución como sujetos proveedores del servicio de capacidad.

3. IMPACTO POR RAZÓN DE GÉNERO.

De conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto 931/2017, de 27 de octubre, por el que se regula la Memoria del Análisis de Impacto Normativo, esta orden ministerial no tiene impacto por razón de género

4. IMPACTO EN RELACIÓN CON LA INFANCIA Y LA ADOLESCENCIA

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 22 quinquies de la Ley Orgánica 1/1996, de 15 de enero, de Protección Jurídica del Menor, de modificación parcial del Código Civil y

de la Ley de Enjuiciamiento Civil, no se prevé impacto alguno en la infancia y en la adolescencia.

5. IMPACTO EN LA FAMILIA

No se prevé ningún impacto en la familia de acuerdo con lo exigido en la disposición adicional décima de la Ley 40/2003, de 18 de noviembre, de Protección a las Familias Numerosas, introducida por la Ley 26/2015, de 28 de julio, de modificación del sistema de protección a la infancia y a la adolescencia.

6. IMPACTO EN MATERIA DE IGUALDAD DE OPORTUNIDADES, NO DISCRIMINACIÓN Y ACCESIBILIDAD UNIVERSAL DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD

De conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto 931/2017, de 27 de octubre, por el que se regula la Memoria del Análisis de Impacto Normativo, esta orden no tiene impacto en materia de igualdad de oportunidades, no discriminación y accesibilidad universal de las personas con discapacidad, ya que ninguna de las cuestiones que se regulan en el mismo afectan de modo inmediato a las personas físicas.

7. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

La norma tiene impacto medioambiental positivo, ya que uno de sus fundamentos consiste en la integración de instalaciones de almacenamiento que permitirán la mayor penetración de renovables y, en última instancia, la descarbonización de la economía.

8. OTROS IMPACTOS.

De conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto 931/2017, de 27 de octubre, por el que se regula la Memoria del Análisis de Impacto Normativo, esta orden ministerial no tiene otros impactos, más allá de los destacados en la presente memoria.

