



Actualidad Jurídica

Octubre 2026

El nuevo mercado de capacidad del sistema eléctrico peninsular: Principales elementos e implicaciones regulatorias

¿Hablamos?

Reyes Gómez Román

Socia de Derecho Regulatorio en
PwC Tax & Legal
reyes.gomez.roman@pwc.com

Alejandro Feria Álvarez de Toledo

Abogado de Derecho Regulatorio en
PwC Tax & Legal
alejand.feria.alvarezdetoledo@pwc.com

1. Contexto y aprobación definitiva del mercado de capacidad

El pasado 17 de septiembre se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español (en adelante, la “**Orden TED/966/2026**” o la “**Orden**”), que entró en vigor el 18 de septiembre de 2026. La Orden culmina así una parte esencial del proceso regulatorio dirigido a implantar en España un mecanismo de capacidad destinado a garantizar la seguridad de suministro eléctrico.

Como analizamos en nuestro [anterior Periscopio](#) sobre el mecanismo de capacidad, la Comisión Europea ya había autorizado previamente el mecanismo de capacidad desde la perspectiva de la normativa relativa a las ayudas de Estado; no obstante, su implementación efectiva en España quedaba condicionada a la aprobación de la correspondiente [orden ministerial](#), lo que ha tenido lugar con la aprobación de la Orden TED/966/2026.

A pesar de ello, aún se encuentran pendientes de desarrollo y aprobación las disposiciones relativas a los siguientes aspectos:

- i. el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad,
- ii. las resoluciones de convocatoria de cada subasta, que concretarán parámetros esenciales como los coeficientes de firmeza, el umbral de flexibilidad o la curva de potencia firme requerida,
- iii. las condiciones técnicas previstas para las subastas y
- iv. los precios unitarios para financiar el mecanismo que deberán actualizarse en cada ejercicio. .

En este contexto, la Orden TED/966/2026 supone un avance sustancial en la implantación del mecanismo, al crear jurídicamente el mercado de capacidad y establecer los principales elementos que regularán su funcionamiento.



Respecto del proyecto de orden sometido a audiencia pública, el texto definitivo mantiene el diseño esencial del mecanismo, aunque introduce modificaciones relevantes en determinadas reglas de participación, configuración de las subastas, mercado secundario y régimen de verificación e incumplimientos, que se señalan en los apartados siguientes.

La necesidad del mecanismo se fundamenta en los riesgos de cobertura identificados para el sistema eléctrico peninsular. En particular, los análisis de cobertura recogidos en la Orden muestran valores de horas esperadas con energía no suministrada superiores **al estándar de fiabilidad de 1,5 horas**, circunstancia que justifica, conforme al marco europeo aplicable, la adopción de medidas destinadas a asegurar la disponibilidad de potencia firme suficiente. Cabe señalar, además, que durante la tramitación de la orden se actualizó la referencia utilizada para evaluar la adecuación del sistema, pasando del estándar de fiabilidad de 0,94 horas contemplado en el proyecto de orden al estándar de 1,5 horas finalmente adoptado en el texto definitivo.

Sobre esta base, el mercado de capacidad se configura como un instrumento complementario al mercado eléctrico de energía. Su finalidad no consiste en remunerar la electricidad efectivamente producida, sino en **garantizar la disponibilidad de potencia** firme que pueda contribuir a la cobertura de la demanda **en situaciones de estrés** del sistema. En consecuencia, los sujetos adjudicatarios percibirán una remuneración a cambio de asumir determinadas obligaciones de disponibilidad durante el correspondiente periodo de prestación del servicio.

2. Configuración y sujetos participantes en el mercado de capacidad

2.1 Estructura de la Orden TED/966/2026

La Orden estructura el mercado de capacidad en seis grandes bloques, de manera que, tras establecer su objeto, ámbito de aplicación y principales definiciones, regula:

- i. la configuración general del mercado de capacidad y los análisis de cobertura;
- ii. el procedimiento de concurrencia competitiva para la asignación del servicio, incluidas las distintas modalidades de subasta;
- iii. el régimen retributivo y el mercado secundario, que permite la cesión y traspaso de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad con el objetivo de dotar al mecanismo de mayor flexibilidad y liquidez;
- iv. las obligaciones vinculadas a su prestación y los mecanismos para verificar su cumplimiento;
- v. el régimen de inspección e incumplimientos; y
- vi. el sistema de financiación del mercado de capacidad.

Partiendo de esta estructura, el mercado de capacidad se configura como un mecanismo de ámbito peninsular, centralizado y articulado mediante procedimientos de concurrencia competitiva destinados a contratar las necesidades de potencia firme identificadas para los distintos horizontes temporales.

2.2 Sujetos que podrán participar

De acuerdo con el artículo 2 de la Orden, **podrán participar** en el mercado: (i) **los productores de energía eléctrica**, (ii) **titulares de instalaciones de almacenamiento**, (iii) **consumidores finales de energía eléctrica**, (iv) **prestadores de servicios de agregación de la demanda**, incluidos los **comercializadores**, y (v) **los sujetos que presten servicios de agregación de instalaciones de producción y almacenamiento que puedan participar en los mercados de producción de energía eléctrica al tiempo de celebrarse la subasta.**

Aspectos clave del mercado de capacidad

Esta última categoría de participantes constituye una novedad respecto de las incluidas en la redacción inicial. .

2.3 Aspectos claves del mercado de capacidad

La participación de estos sujetos en el mercado se articula sobre una serie de parámetros técnicos que permiten determinar, por un lado, la capacidad con la que cada instalación puede contribuir efectivamente a la cobertura de la demanda y, por otro, las necesidades de capacidad que deben contratarse en cada subasta. Entre estos parámetros destacan la potencia firme, los coeficientes de firmeza, la curva de potencia firme requerida y, para determinadas instalaciones, el umbral de flexibilidad. .

Uno de los elementos centrales del mercado es el concepto de **potencia firme**. La Orden TED/966/2026 la define como la potencia activa media, expresada en MW, que una instalación de generación, almacenamiento o demanda puede aportar a la cobertura de la demanda, teniendo en cuenta las características de disponibilidad y fiabilidad propias de su tecnología. A estos efectos, la potencia firme de cada instalación se obtiene **multiplicando su potencia instalada por el coeficiente de firmeza correspondiente a su tecnología de referencia**.

El **coeficiente de firmeza** es, por tanto, el **parámetro que permite traducir la potencia instalada en la potencia que se considera efectivamente firme** a efectos del mecanismo. Se expresa mediante un valor entre 0 y 1 que mide el grado en que cada tecnología de referencia puede aportar potencia firme al sistema. Así, cuanto mayor sea el coeficiente, mayor será la proporción de potencia instalada que podrá computarse como potencia firme.

Precisamente por ello, los coeficientes constituyen un elemento esencial para preservar la neutralidad tecnológica del mecanismo, ya que permiten comparar la contribución efectiva de tecnologías con diferentes características de disponibilidad

y fiabilidad sobre una base homogénea.

La Orden TED/966/2026 prevé que para su determinación puedan considerarse, entre otros elementos, las características intrínsecas y extrínsecas de cada tecnología, su desempeño histórico y su capacidad futura para aportar firmeza en función de factores climatológicos o de disponibilidad de recursos.

Por su parte, las necesidades de potencia firme que deban **contratarse se identificarán a partir de los análisis de cobertura** elaborados por el operador del sistema. Estos análisis **evaluarán el riesgo de déficit de cobertura** teniendo en cuenta, entre otros factores, la demanda de potencia, la aportación de las tecnologías renovables, incluida la disponibilidad del recurso hidráulico, y las posibles indisponibilidades programadas y sobrevenidas del parque de generación térmico. Sobre la base de estos análisis, el operador del sistema podrá determinar las necesidades de potencia firme que resulte necesario subastar para los distintos horizontes temporales.

Estas necesidades se trasladan a **la curva de potencia firme** requerida que refleja la **cantidad de potencia firme que el sistema necesita** para el horizonte temporal correspondiente a cada subasta y su valoración económica. La curva se construye mediante la cantidad de potencia firme (MW) y precio (€/MW), determinándose este último, para cada cantidad, a partir de las horas previstas de energía no suministrada y del valor de carga perdida. Durante la subasta, las ofertas se ordenan de menor a mayor precio y se seleccionan hasta alcanzar el punto de corte con esta curva, determinándose así la potencia firme finalmente contratada.

Finalmente, **el umbral de flexibilidad** cumple una función distinta: actúa como requisito de acceso a las subastas para **determinadas instalaciones existentes de generación no renovable**.



Para estas tecnologías, la Orden TED/966/2026 define un coeficiente de flexibilidad como la relación entre la energía movilizada a través de los mercados de balance de activación manual y la energía efectivamente producida, calculada a partir de datos históricos de los tres años naturales anteriores al año de celebración de la subasta.

Únicamente podrán participar las instalaciones existentes de generación cuya tecnología de referencia presente un coeficiente de flexibilidad superior al umbral que se establezca en la resolución de convocatoria. Por tanto, mientras el coeficiente de firmeza determina cuánta potencia de una instalación se considera firme, el **umbral de flexibilidad determina, para estas instalaciones, si pueden acceder a la subasta.**

Junto con estos parámetros, la Orden establece determinados **requisitos específicos** de participación. Entre otros, las instalaciones deberán disponer de los correspondientes **permisos de acceso y conexión** y alcanzar, individualmente o mediante agregación, una **potencia firme mínima de 1 MW.**

Para determinadas instalaciones existentes de generación se establecen, además, requisitos específicos en materia de emisiones y flexibilidad.

La Orden incorpora asimismo determinadas condiciones adicionales dirigidas a evitar

situaciones de doble retribución y a garantizar la compatibilidad del mecanismo con la normativa sobre ayudas públicas. En particular, limita la percepción simultánea de determinadas retribuciones asociadas a una misma capacidad firme y exige, en los supuestos previstos, la renuncia previa a determinados pagos por capacidad. Asimismo, las instalaciones de producción o almacenamiento beneficiarias de ayudas públicas podrán participar en el mercado de capacidad siempre que las ayudas percibidas se incorporen íntegramente en las ofertas presentadas en los nuevos mercados o mecanismos correspondientes, incluido el propio mercado de capacidad.

Además, el diseño del mercado permite, la participación tanto de instalaciones existentes como de nuevas inversiones, si bien establece determinadas particularidades en función de su naturaleza y de la modalidad de subasta.

En particular, en las subastas de capacidad principal, cuando se trate de nuevas inversiones, estas únicamente podrán corresponder a tecnologías renovables, almacenamiento o demanda, reforzándose así la vinculación del mecanismo con el proceso de descarbonización y transformación del sistema eléctrico.

A diferencia del proyecto de orden, ahora se desarrolla con mayor detalle el tratamiento de las instalaciones híbridadas, incluyendo reglas específicas vinculadas a la nueva inversión y a la eventual aplicación del precio inferior de reserva.

Finalmente, la Orden TED/966/2026 contempla un mercado secundario que permite a los proveedores ceder o traspasar los derechos y obligaciones asociados a la prestación del servicio de capacidad, sujeto al cumplimiento de los requisitos establecidos y a la conformidad del operador del sistema. Este mecanismo pretende dotar de una mayor flexibilidad a los agentes adjudicatarios e incrementar la liquidez del mercado.

3. Procedimiento de asignación: las subastas de capacidad

La contratación de potencia firme se articulará mediante un procedimiento de concurrencia competitiva basado fundamentalmente en dos modalidades ordinarias de subasta:

- i. las subastas de **capacidad principal**, y
- ii. las subastas **de capacidad de ajuste**.

A ellas se añaden, con carácter excepcional y transitorio, **las subastas transitorias** de capacidad previstas en la disposición transitoria única de la Orden TED/966/2026.

Las **subastas de capacidad principal** tienen por objeto contratar las necesidades

estructurales de firmeza del sistema eléctrico peninsular. Los periodos de prestación del servicio variarán en función de la naturaleza de las instalaciones. Así, para las instalaciones existentes de generación y almacenamiento se establece un periodo de doce meses, mientras que para las nuevas inversiones dichos periodos se definirán por tecnología de referencia, orientándose a un plazo equivalente a la mitad de su vida útil y sin que puedan superar los quince años. Para las instalaciones de demanda se contempla un periodo de prestación comprendido entre uno y diez años.

Por su parte, las **subastas de capacidad ajuste** tendrán por objeto cubrir eventuales necesidades de potencia firme que no hayan quedado satisfechas mediante las subastas principales. Su periodo de prestación será de doce meses y únicamente podrán participar instalaciones que se encuentren en servicio con anterioridad a la convocatoria.

Finalmente, la Orden contempla la celebración de **subastas transitorias** desde su entrada en vigor y hasta el inicio del primer periodo de prestación derivado de una subasta principal. Estas subastas tendrán carácter anual y podrán celebrarse simultáneamente.





En cuanto al procedimiento, el objeto de las subastas será la potencia firme, expresada en MW, mientras que la variable de oferta será el precio por unidad de potencia firme, expresado en euros/MW y año.

La correspondiente resolución de convocatoria concretará las principales condiciones de cada subasta, incluyendo, entre otras, la modalidad y calendario, la curva de potencia firme requerida, los coeficientes de firmeza, el umbral de flexibilidad y los periodos de prestación del servicio. La propuesta de resolución de convocatoria deberá someterse a información pública y a informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (“**CNMC**”), que interviene asimismo en la propuesta de determinados parámetros y condiciones técnicas de la subasta.

Para participar, los interesados deberán solicitar su habilitación ante el operador del sistema, acreditando el cumplimiento de los requisitos exigidos y, una vez habilitados, adherirse formalmente al marco normativo aplicable. Tras la celebración de la subasta, los participantes que resulten adjudicatarios podrán solicitar su habilitación como proveedores del servicio de capacidad.

Las subastas serán administradas por Red Eléctrica de España, S.A., en su condición de operador del sistema, correspondiendo a la CNMC su supervisión. La adjudicación se realizará mediante ofertas a sobre cerrado y conforme a un mecanismo de pago según oferta o pay-as-bid, de forma que el precio de adjudicación de cada bloque se corresponderá con la oferta económica presentada por el respectivo adjudicatario.

La convocatoria podrá asimismo concretar, cuando proceda, el precio inferior de reserva y establecer medidas destinadas a garantizar una competencia efectiva en las subastas.

4. Régimen retributivo y obligaciones de los proveedores del servicio de capacidad

4.1 Régimen retributivo del mercado de capacidad

Los participantes que resulten adjudicatarios adquirirán la condición de proveedores del servicio de capacidad, quedando sujetos a los derechos y obligaciones previstos en la Orden TED/966/2026 y en su normativa de desarrollo.

Desde una perspectiva económica, los proveedores tendrán derecho a percibir una **retribución mensual fija**, calculada como una doceava parte del resultado de multiplicar la potencia firme adjudicada por el precio de adjudicación obtenido en la correspondiente subasta. La liquidación del servicio corresponderá al operador del sistema.

Asimismo, la Orden TED/966/2026 contempla un mercado secundario del servicio de capacidad, en virtud del cual los proveedores podrán ceder o traspasar los derechos y obligaciones asociados a la prestación del servicio. La adquisición de dichos derechos y obligaciones queda condicionada al cumplimiento por el adquirente de los requisitos exigidos para la participación en el mercado y a la conformidad del operador del sistema, sin que la operación pueda implicar una reducción de la potencia firme asignada. Este mecanismo permite así introducir una mayor flexibilidad en la gestión de los compromisos adquiridos por los proveedores y, como señala el propio preámbulo de la Orden, incrementar la liquidez del mercado.

4.2 Obligaciones relativas al servicio de capacidad y complementarias

Aspectos clave del mercado de capacidad

Como contrapartida a dicha retribución, la Orden TED/966/2026 establece un conjunto de **obligaciones relativas a la prestación del servicio** de capacidad. En particular las instalaciones de generación y almacenamiento deberán garantizar la disponibilidad de la potencia firme comprometida durante las denominadas “horas de estrés” del sistema eléctrico peninsular. Estas horas serán determinadas por el operador del sistema antes del inicio de cada año correspondiente al periodo de prestación y no podrán representar más del 10 % de las horas del año natural. Por su parte, las instalaciones de demanda y agregadores de demanda deberán, atender las solicitudes de activación realizadas por el operador del sistema en las condiciones que se desarrollen reglamentariamente.

A estas obligaciones se añaden determinadas **obligaciones complementarias** dirigidas a asegurar la efectiva prestación del servicio. Entre otras, los proveedores, deberán comunicar al operador del sistema las indisponibilidades programadas y sobrevenidas de sus instalaciones y serán responsables de que estas no les impidan cumplir sus compromisos durante las horas de estrés. Así mismo, las instalaciones proveedoras deberán formar parte de unidades de programación habilitadas en los servicios de balance estándar de activación manual, conforme a los plazos que determine el procedimiento de operación.

Finalmente, el cumplimiento de estas obligaciones estará sujeto a un **régimen específico de verificación** por parte del operador del sistema, que comprobará la disponibilidad de la capacidad adjudicada en las situaciones de estrés y podrá realizar pruebas, al menos una vez al año, para comprobar la disponibilidad de la potencia firme en los términos que determine el procedimiento de operación.

4.3 Régimen de inspección e incumplimiento

El cumplimiento de estas obligaciones queda, además, sujeto a un **régimen específico de inspección e incumplimientos**. La CNMC será competente para inspeccionar las

condiciones de prestación del servicio, la disponibilidad efectiva de las instalaciones y las liquidaciones realizadas por el operador del sistema. Por su parte, el incumplimiento de las obligaciones de disponibilidad o activación, así como de las pruebas realizadas por el operador del sistema, podrá dar lugar a **obligaciones de pago** de carácter disuasorio. En los supuestos previstos en la Orden TED/966/2026, podrá producirse además **la inhabilitación** para la prestación del servicio, con la consiguiente pérdida de la retribución y ejecución de las garantías económicas.

Ha de subrayarse que, respecto del proyecto de orden sometido a audiencia pública, el texto definitivo de la Orden concreta directamente, y en mayor medida, el régimen de obligaciones de pago y las causas de inhabilitación.

5. Financiación del mercado de capacidad .

La Orden establece asimismo el régimen de financiación del mecanismo. De conformidad con su artículo 30, 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.

A estos efectos, se establecen precios unitarios diferenciados por segmentos tarifarios y periodos horarios, cuyo importe será actualizado para cada ejercicio mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. La actualización deberá realizarse de modo que la recaudación prevista resulte suficiente para cubrir el coste del mercado de capacidad correspondiente al ejercicio.

La metodología de cálculo incorpora además una señal horaria vinculada a las condiciones de cobertura del sistema. Para ello, el coste se distribuirá teniendo en consideración, entre otros elementos, un índice de cobertura calculado para cada hora a partir de la relación entre la potencia firme total y la demanda horaria.



6. Desarrollo regulatorio y próximos pasos

Pese a que la aprobación de la Orden TED/966/2026 supone la creación formal del mercado de capacidad, su puesta en funcionamiento requiere todavía la adopción de determinados actos regulatorios y operativos que concretarán las condiciones efectivas de participación y prestación del servicio.

En primer lugar, deberá aprobarse mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía el **procedimiento de operación aplicable al servicio de capacidad**, en el que se desarrollarán, entre otros extremos, los requisitos técnicos, documentales y operativos de participación, el procedimiento de habilitación de los proveedores, las obligaciones aplicables, los mecanismos de verificación, las reglas de liquidación y financiación y la metodología de cálculo de los coeficientes de firmeza. No obstante, la Orden definitiva regula directamente determinadas cuestiones que el proyecto remitía en mayor medida al desarrollo posterior, especialmente en materia de pruebas, incumplimientos, inhabilitación y mercado secundario.

En segundo lugar, las correspondientes **resoluciones de convocatoria de las subastas** concretarán buena parte de los parámetros determinantes para valorar la participación de los distintos operadores. Entre ellos se encuentran la curva de

potencia firme requerida, los coeficientes de firmeza, el umbral de flexibilidad, los periodos de prestación del servicio por tecnología de referencia, el precio máximo y, cuando proceda, el precio inferior de reserva aplicable a determinadas instalaciones existentes. Las propuestas de convocatoria deberán someterse a información pública y a informe de la CNMC en los términos establecidos en la Orden.

Asimismo, durante el periodo comprendido entre la entrada en vigor de la Orden y el comienzo del primer periodo de prestación derivado de una subasta principal deberán celebrarse las subastas transitorias previstas en su disposición transitoria única.

La convocatoria de elecciones generales introduce, además, un elemento de incertidumbre en el calendario de desarrollo del mecanismo, ya que su puesta en funcionamiento efectiva sigue requiriendo la aprobación del procedimiento de operación aplicable al servicio de capacidad y de la primera resolución de convocatoria de subasta.

Ambos instrumentos exigen trámites que llevan su tiempo, como la información pública y el informe de la CNMC, por lo que no puede descartarse que no lleguen a aprobarse antes de la celebración de las elecciones, momento a partir del cual el Gobierno pasará a estar en funciones conforme al artículo 101 de la Constitución.

Durante ese periodo, el artículo 21.3 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, limita su actuación al despacho ordinario de los asuntos públicos y exige abstenerse de adoptar otras medidas, salvo en casos de urgencia debidamente acreditados o por razones de interés general cuya acreditación expresa así lo justifique.

Puede sostenerse que estos actos, que competen a la Secretaría de Estado de Energía y ejecutan una orden ya en vigor, no quedan necesariamente afectados por dicha limitación, y que su adopción podría justificarse en todo caso por razones de seguridad de suministro. No obstante, la cautela que suele imperar durante los periodos de Gobierno en funciones, unida a los posibles cambios en la dirección política del departamento tras la formación de un nuevo Gobierno, podría ralentizar su tramitación o posponer su aprobación. Esto, a su vez, retrasaría la celebración de las primeras subastas, incluidas las transitorias. Por tanto, convendrá seguir de cerca el estado de tramitación de estos instrumentos en las próximas semanas.

Asimismo, la Orden incorpora un mecanismo de seguimiento periódico del funcionamiento del mercado de capacidad,

con participación de la CNMC y atención, entre otros elementos, a la capacidad adjudicada, el coste del mecanismo, la competencia y su contribución a la seguridad de suministro.

En definitiva, la Orden TED/966/2026 supone el tránsito desde la aprobación y definición general del mecanismo de capacidad analizado en nuestro anterior Periscopio hacia la creación de un marco jurídico nacional que regula sus principales elementos estructurales. No obstante, serán el procedimiento de operación aplicable al servicio de capacidad y, especialmente, las sucesivas resoluciones de convocatoria de las subastas los que terminen de concretar las condiciones técnicas y económicas que determinarán el funcionamiento efectivo del mercado.

Por ello, resultará especialmente relevante analizar los desarrollos regulatorios que se adopten y las condiciones de las primeras convocatorias, tanto para determinar la elegibilidad y potencia firme de los distintos activos como para valorar conjuntamente la remuneración potencial y las obligaciones de disponibilidad, garantías y cumplimiento asociadas a la participación en el mecanismo.



El contenido de este documento es para ofrecer información general, única y exclusivamente, y no debe sustituir a la consulta con asesores profesionales.

© 2026 PricewaterhouseCoopers, S.L. Todos los derechos reservados. PwC se refiere a la firma miembro española y, en ocasiones, puede referirse a la red de PwC. Cada firma miembro es una entidad legal separada e independiente. Consulta www.pwc.com/structure para obtener más detalles.