

RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBAN LAS CONDICIONES Y REQUISITOS PARA UN PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN REGULATORIO DE CONTROL DE TENSIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

(DCOOR/DE/004/23)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

Secretario del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 2 de noviembre de 2023

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y con el artículo 24 de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, la Sala de la Supervisión Regulatoria, resuelve:

TABLA DE CONTENIDO

I. ANTECEDENTES DE HECHO	3
II. FUNDAMENTOS DE DERECHO	3
Primero. Habilitación competencial para aprobar esta resolución	3
Segundo. Motivación de la propuesta de proyecto	5
Tercero. Síntesis de la propuesta.....	8
Cuarto. Valoración del cumplimiento de los criterios	9
Quinto. Resultado del trámite de audiencia e información pública.....	11
• Participantes en el proyecto	11
• Retribución por la participación en el proyecto	12
• Concreción de especificaciones	13
• Financiación del proyecto	13
• Papel del distribuidor	14
• Papel del comercializador	14
• Adecuación del proyecto al marco regulatorio	15
III. RESUELVE.....	16
IV. ANEXO: Propuesta de Condiciones y requisitos para un proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión de la demanda.....	18

I. ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. Con fecha 12 de julio de 2023 tuvo entrada en la CNMC una propuesta del operador del sistema de condiciones y requisitos para la ejecución de un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión de la demanda, al amparo del artículo 24 *Proyectos de demostración regulatorios*, de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Segundo. Con objeto de dar transparencia al proceso y teniendo en cuenta que su ejecución afectará a la aplicación de los procedimientos de operación del sistema aprobados por la CNMC de acuerdo con lo previsto en el artículo 23 de la Circular 3/2019, antes citada, con fecha 28 de julio de 2022, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la “*Propuesta de Resolución por la que se aprueban las condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión de la demanda*”. Asimismo, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 30 de septiembre.

Tercero. Con fecha 28 de julio de 2022, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar esta resolución

El artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, relativo la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

Igualmente, el artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en redacción dada por el artículo 3 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece que esta Comisión

determinará qué servicios del sistema se consideran de no frecuencia y de balance, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos.

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado el 2 de diciembre de 2019. Esta Circular sentó las bases regulatorias del mercado mayorista de la electricidad y la gestión de la operación del sistema, incluyendo los servicios de balance y de no frecuencia necesarios para la operación del sistema eléctrico español, así como la resolución de congestiones a través de las restricciones técnicas, en sus artículos 19 *Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas*, 20 *Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales*, 21 *Gestión de la operación del sistema* y 22 *Emergencia y reposición del servicio*.

En términos de procedimiento, el artículo 5 de la citada Circular determina que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea en el ámbito de sus competencias. En este mismo sentido, el artículo 23 de la Circular regula el procedimiento de aprobación de las metodologías y procedimientos en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a propuesta de los operadores y aprobadas mediante resolución de la CNMC.

Adicionalmente, junto con el artículo 23 antes citado, el Capítulo X de la Circular, incluye un segundo artículo –el 24– que prevé la ejecución de proyectos de demostración, tales que puedan servir de apoyo al proceso de decisión regulatoria. Se determina que la CNMC aprobará mediante resolución las condiciones y requisitos para la ejecución de los proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema, y que cumplan una serie de requisitos.

Por otra parte, la Ley 3/2013, de 4 de junio, en redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, antes citado, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la estructura y metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y distribución, respetando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En este mismo sentido, el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, dispone que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante circular, la metodología para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los usuarios de estas.

En desarrollo de las disposiciones legales referidas en el párrafo anterior, se aprobó la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. De acuerdo con lo establecido en dicha circular, los peajes de transporte y distribución constan de un término de facturación por potencia contratada, un término de facturación por energía activa consumida y, en su caso, un término de facturación por potencia demandada, cuando esta supere a la potencia contratada, y un término de facturación por energía reactiva. El artículo 9 de la Circular 3/2020 dispone las fórmulas para el cálculo de estos términos y, en particular, el apartado 5, junto con la Disposición transitoria segunda, formulan el término de facturación por energía reactiva, que es de aplicación, entre otros, a los suministros conectados en alta tensión, así como a los conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.

La presente resolución se establece al amparo del artículo 24 de la Circular 3/2019, así como del artículo 7 de la Ley 3/2013, puesto que el proyecto de demostración que se regula pretende poner a prueba un cambio en el tratamiento regulatorio del papel de la demanda en el servicio de no frecuencia de control de tensión, a través de la adaptación de los incentivos de peajes a las necesidades del sistema. La ejecución del proyecto propuesto afectará a la liquidación de los procesos de operación del sistema y de los peajes de acceso, todos ellos aspectos regulados por la CNMC a través de las circulares y los procedimientos de operación del sistema, de acuerdo con la Ley 3/2013, la Circular 3/2019, la Circular 3/2020 y las Condiciones y Procedimientos de Operación que la desarrollan.

Segundo. Motivación de la propuesta de proyecto

El artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que los gestores de la red deben obtener los servicios de balance y de no frecuencia mediante procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en mecanismos de mercado.

A fin de adaptar el servicio de control de tensión a lo dispuesto, entre otros, en dicho artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944, el operador del sistema eléctrico español llevó a cabo un diseño para un nuevo servicio basado en mecanismos de mercado. Este diseño se materializó en una propuesta de revisión de varios procedimientos de operación, entre los que destaca el P.O.7.4. En este contexto, mediante Resolución de la CNMC de 28 de julio de 2022 (DCOOR/DE/004/22), se lanzó un proyecto de demostración regulatoria, a propuesta del operador del sistema. El mecanismo puesto a prueba en dicho proyecto presentaba unas características similares al propuesto en el P.O.7.4, por lo que ha permitido obtener experiencia a la hora de evaluar el impacto que podría tener la implantación definitiva en todo el territorio peninsular del nuevo servicio de

control de tensión, así como valorar la introducción en su caso, de posibles mejoras a dicho servicio.

El proyecto de demostración al que se refiere el párrafo anterior se puso en marcha en enero de 2023, en dos zonas distintas del sistema eléctrico, Galicia y Andalucía, y con la participación tanto de generación térmica convencional como de nuevas instalaciones renovables, incluidas eólicas y fotovoltaicas. Este proyecto ha finalizado en julio de 2023 y, a falta de concluir el análisis de los resultados, ha permitido la comprobación de la respuesta de diferentes aspectos tecnológicos y normativos. Sin embargo, las instalaciones de demanda no han participado en este proyecto debido a diversas razones: necesidad de inversión, incertidumbre en cuanto a la duración del proyecto y la viabilidad posterior del mecanismo testado, excesiva complejidad técnica del seguimiento de consignas en tiempo real, incertidumbre del impacto sobre la actividad no eléctrica de la demanda, incertidumbre en la retribución, interferencia de incentivos con los peajes, etc. Este hecho ha puesto en evidencia que el diseño elegido del proyecto piloto no facilitaba adecuadamente la contribución de la demanda para resolver problemas de control de tensión.

Por otra parte, el operador del sistema ha puesto de manifiesto la existencia de un desajuste entre las necesidades del sistema eléctrico y los incentivos que traslada a la demanda la actual facturación por energía reactiva de los peajes, por lo que ha propuesto el lanzamiento de un segundo proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión para la demanda, consistente en modificar dicha facturación por energía reactiva de los peajes.

De acuerdo con la descripción facilitada por el operador del sistema en su propuesta, el sistema eléctrico ha evolucionado a lo largo de los últimos años convirtiéndose en un sistema cada vez más capacitivo, lo que está provocando un incremento generalizado del nivel de tensión en la red de transporte que, en determinados momentos, supera los valores máximos admisibles. Estas elevadas tensiones en la red podrían provocar el desacoplamiento intempestivo de instalaciones conectadas a la misma. Entre los motivos que han provocado esta situación, se encuentra la disminución de la demanda eléctrica y el despliegue de generación distribuida, lo que ha requerido el crecimiento de las redes para permitir su evacuación. Esta situación viene haciendo necesario un uso más intensivo de las herramientas de control de tensión disponibles en el sistema, entre las que se encuentra el acoplamiento de generación convencional por restricciones técnicas. En momentos puntuales, aun activando la totalidad de herramientas disponibles para el control de tensión, los recursos no han sido suficientes para asegurar que los valores de tensión se sitúen dentro de los márgenes admisibles establecidos¹.

¹ Incidente del 24 de julio de 2021 (<https://www.entsoe.eu/news/2022/03/28/final-report-on-the-power-system-separation-of-iberia-from-continental-europe-on-24-july-2021/>)

El papel de la demanda en el control de tensión viene determinado por la Circular 3/2020 de peajes, que trata de evitar excesos en el consumo de energía reactiva. En efecto, el término de facturación por energía reactiva es de aplicación a los consumidores de más de 15 kW sobre todos los periodos horarios, excepto en el periodo 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el periodo de facturación considerado ($\cos \phi \leq 0.95$) y únicamente afecta a dichos excesos. Durante el periodo 6 deberán mantener un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo, si bien, aunque prevista, no se aplica actualmente una penalización efectiva por incumplimiento en el periodo 6.

Por otro lado, el P.O. 7.4 que regula el servicio de control de tensión de la red de transporte, aprobado mediante Resolución de 10 de marzo de 2000 de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, resulta de aplicación a los consumidores conectados a la red de transporte, estableciendo unos rangos de consumo y entrega de potencia reactiva similares a los establecidos en la Circular 3/2020. Pero, al no haberse desarrollado completamente el servicio regulado en el procedimiento, incluyendo en su caso las penalizaciones asociadas, los consumidores no tienen ningún incentivo a cumplir con lo establecido en dicho procedimiento.

Sigue argumentando el operador del sistema que, para cumplir con los rangos exigidos, una solución adoptada comúnmente por los consumidores ha sido la instalación de baterías de condensadores, de manera que pueden compensar su consumo de energía reactiva evitando así la facturación por el consumo de reactiva. Estos equipos no suelen tener la capacidad de regular la potencia reactiva proporcionada en función del factor de potencia de la instalación en cada momento, lo cual, unido a que no hay penalización efectiva a la generación de reactiva, pero sí a su consumo, hace que mantengan acopladas sus baterías de condensadores en permanencia las 24 horas del día. La consecuencia de este vertido de reactiva para el sistema es el aumento de la tensión en el punto de conexión y la necesidad de que esta energía reactiva sea consumida en muchos casos por generación que ha de programarse por restricciones ante el agotamiento de otros recursos disponibles de nulo coste variable, como pueden ser el acoplamiento de reactancias o la apertura de líneas de transporte.

La prioridad a la penalización del consumo de reactiva y la no penalización a la generación de reactiva viene de un momento en que existía una clara necesidad de reducir el consumo de reactiva en el sistema eléctrico, por lo que no se percibía una necesidad de controlar también la generación de reactiva. Desde entonces la situación del sistema ha cambiado radicalmente. Cada vez hay más excedentes de reactiva en el sistema, lo cual está contribuyendo a un aumento generalizado de las tensiones en el sistema eléctrico, llegando en ocasiones a valores cercanos o incluso superiores a los máximos admisibles.

Añade el operador del sistema que los escenarios previstos en el corto y medio plazo hacen prever que este efecto puede ir en aumento si no se toman medidas

urgentes para corregirlo. Para contener las tensiones de la red de transporte y explotar el sistema eléctrico dentro de los márgenes de seguridad recogidos en los procedimientos de operación, se ha intensificado el uso de las herramientas disponibles en los últimos años, siendo necesario acoplar generación al sistema por restricciones técnicas con frecuencia, con el sobrecoste que ello conlleva, el cual es sufragado por los consumidores.

Por todo ello, y al amparo del artículo 24 de la Circular 3/2019, el operador del sistema propone a la CNMC el desarrollo de un proyecto demostrativo regulatorio para el control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español por parte de la demanda.

Tercero. Síntesis de la propuesta

La documentación remitida por el operador del sistema consiste en un documento que describe de las condiciones y los requisitos aplicables a un proyecto de demostración de un servicio de control de tensión para la demanda.

La participación en el proyecto es voluntaria y está abierta a todos los consumidores conectados a la red de transporte o a la red de distribución sujetos a los peajes 6.3 y 6.4 de la Circular 3/2020. Se prevé que el proyecto pueda ampliarse posteriormente a los consumidores sujetos a los peajes 6.2 y 6.1.

La participación voluntaria en el proyecto compromete a los consumidores a mantener un factor de potencia inductivo, excepto en casos particulares a los que el operador del sistema haya requerido un factor específico, por iniciativa propia o a petición de un gestor de la red de distribución. La validación de la prestación del servicio asociado al proyecto será llevada a cabo mensualmente por el operador del sistema utilizando las medidas horarias disponibles en el Sistema de Medidas Eléctricas. A este respecto, es relevante aclarar que a los consumidores participantes en el proyecto no les resultará de aplicación durante el desarrollo de este, la facturación del término de reactiva establecida en la Circular 3/2020.

El operador del sistema, como promotor del proyecto, será el sujeto responsable, entre otros, de gestionar la tramitación de las solicitudes de participación, verificar el cumplimiento de los requisitos por los proveedores, operar los intercambios de información que resulten necesarios, llevar a cabo el seguimiento del funcionamiento y liquidar el servicio. Para la tramitación de las solicitudes de consumidores conectados a la red de distribución, los gestores de la red deberán poder evaluar la idoneidad de la participación desde el punto de vista de la seguridad de su red. Los gestores de las redes de distribución también deberán realizar un seguimiento del control de la tensión en su red y adaptar sus sistemas de facturación de los peajes para no considerar el término de reactiva de los participantes en el proyecto. Los sujetos que cumplan los requisitos y voluntariamente decidan participar en el proyecto deberán adaptar sus

instalaciones para poder mantener un factor de potencia inductivo durante toda la dirección del proyecto. Todo ello, de acuerdo con lo indicado en el documento anexo.

Se prevé que la duración del proyecto sea flexible, pudiendo alcanzar entre 3 y 12 meses. En función de los resultados que se vayan obteniendo, se prevé que el proyecto pueda ser interrumpido temporalmente, finalizado o prorrogado, por parte de la CNMC, a iniciativa propia o a petición del operador del sistema.

La participación de un consumidor en el proyecto lleva asociada una retribución igual a 8 €/MVArh, aplicable a la energía reactiva consumida hasta un máximo igual al 10% de los MWh consumidos en cada hora entre las 0 y las 8 horas de días laborales, así como fines de semana y festivos nacionales completos. La liquidación será efectuada por el operador del sistema y su obtención está condicionada al mantenimiento de un factor de potencia inductivo durante todo el día. En el caso de requerimiento de un factor de potencia específico, la retribución propuesta es de 1,6 €/MWh consumido en cada hora. Para fijar el valor de esta retribución se ha tenido en cuenta el coste que tendría resolver la problemática de las altas tensiones con medios alternativos a la demanda: reactancias integradas en la red, provisión del servicio por la generación, etc. En particular, se han considerado los costes revelados por las ofertas de las tecnologías de generación en el proyecto de demostración del mercado de control de tensión antes citado, al que se refiere la Resolución de 28 de julio de 2022.

Por último, se propone que la financiación del servicio corresponda a la demanda, como parte de los sobrecostes de restricciones, ya que se espera que el proyecto favorezca un menor despacho de grupos térmicos por restricciones técnicas y por tanto un impacto global positivo para la demanda.

Cuarto. Valoración del cumplimiento de los criterios

En relación con los criterios cuyo cumplimiento exige el artículo 24 de la Circular 3/2019, se valoran en los siguientes términos.

- a) El producto o servicio objeto del proyecto sea innovador, no se esté ofreciendo actualmente en el mercado o sea diferente al modelo que se utiliza actualmente.**

El servicio objeto del proyecto tiene por objeto la demostración del impacto de un cambio regulatorio en el modelo de facturación de energía reactiva utilizado actualmente en aplicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Es por tanto innovador desde un punto de vista regulatorio, puesto

que permite poner en práctica un potencial cambio regulatorio, obteniendo datos para demostrar el impacto de éste.

b) El solicitante pueda demostrar que la innovación brindará beneficios para el consumidor.

El proyecto aportará beneficios al consumidor por una doble vía. En primer lugar, porque son consumidores los proveedores del servicio que percibirán la retribución asociada. Y, en segundo lugar, porque, como se pretende demostrar, la respuesta de dichos consumidores a los nuevos incentivos facilitará una reducción de los costes de las restricciones técnicas por control de tensión mayor que el coste de financiación del servicio.

c) El Operador del Sistema o, en su caso, el gestor de la red de distribución, justifiquen la ausencia de riesgos para la operación del sistema o para la red de distribución afectada, respectivamente.

No reporta el operador del sistema la existencia de riesgos para la operación del sistema como consecuencia de la ejecución del proyecto propuesto. Al contrario, se prevé que la desconexión de las baterías de condensadores por parte de la demanda facilite una reducción de la tensión de base y, con ello, una reducción del riesgo actual por sobretensiones. Además, es de suponer que siendo dicho operador el promotor del proyecto y, teniendo entre sus objetos la mejora de la seguridad del sistema, el operador haya previsto cualquier contingencia asociada y disponga de las herramientas necesarias para gestionarla, por ejemplo, excluyendo algunas zonas o deteniendo la ejecución del proyecto en el momento de detectar un riesgo para la seguridad como consecuencia de este.

En cuanto a los gestores de la red de distribución, serán ellos los que deberán validar si es adecuado que una instalación de demanda conectada a su red participe en este proyecto, por lo que no deberían existir tampoco en este caso riesgos para la operación del sistema.

d) Exista algún requisito en la normativa que impida la implantación de la innovación.

Como se ha indicado anteriormente, la implantación de la innovación no sería posible sin la modificación, entre otros, de la Circular 3/2020.

e) Exista un plan perfectamente desarrollado para probar la innovación. El plan incluirá objetivos claros, criterios e indicadores de éxito y un plazo concreto de ejecución que no podrá ser superior a treinta y seis meses.

En la propuesta recibida del operador del sistema existe un plan de ejecución con un calendario detallado de los pasos y plazos necesarios. También prevé la duración del proyecto que, sin perjuicio de que esta sea variable, lo que se prevé

para mayor aprovechamiento del proyecto, será en todo caso inferior a treinta y seis meses.

En cuanto a criterios e indicadores de éxito, desde un punto de vista técnico, cumplirían esta función los parámetros de validación del servicio, que permitirán constatar la capacidad de las distintas instalaciones potenciales proveedoras para mantener un determinado factor de potencia.

Tampoco se establece un valor objetivo en términos económicos. Se trata de la implantación de un mecanismo, cuyos resultados no pueden por definición ser anticipados ni fijados con antelación. El proyecto permitirá obtener indicación del potencial técnico y el interés de la demanda en la prestación de un servicio de control de tensión, así como del coste de esta solución frente a las posibles soluciones alternativas aportadas por otras tecnologías. En conclusión, el proyecto aportará información útil independientemente de la evolución de los parámetros.

Quinto. Resultado del trámite de audiencia e información pública

Durante el trámite de audiencia e información pública de la CNMC se ha recibido respuesta de ocho sujetos, siete de los cuales formulan comentarios a la propuesta. Los comentarios proceden de empresas o asociaciones representantes de sujetos de mercado, en particular, comercializadores, consumidores y almacenamiento, así como gestores de las redes de distribución. La valoración del proyecto por parte de los sujetos es, en general, positiva, si bien realizan diversos comentarios y solicitudes de modificación. En este apartado, se da respuesta a los comentarios más relevantes.

• Participantes en el proyecto

Las condiciones de proyecto limitan la participación a los consumidores conectados a la red de transporte o a la red de distribución sujetos a los peajes 6.4 y 6.3 establecidos en la Circular 3/2020 de la CNMC. Se prevé que la participación pueda abrirse a los consumidores sujetos a los peajes 6.2 y 6.1, a iniciativa de los gestores de la red y a la vista de los resultados del proyecto. Un sujeto solicita la inclusión de los peajes 6.2 y 6.1 desde el inicio del proyecto.

Esta Comisión entiende que una mayor apertura del proyecto garantizaría mayor participación y, por tanto, éxito de la iniciativa. Sin embargo, este proyecto no requiere competitividad, puesto que no se está estableciendo un mecanismo de mercado. Parece más adecuado por el contrario ser cautos en su implantación, dado que se desconoce el impacto que puede tener en la operativa de las redes de transporte y distribución. Por tanto, se considera conveniente mantener la implantación por fases propuesta por el operador.

Por otra parte, un sujeto solicita que se aclare si las instalaciones de almacenamiento podrán también participar cuando actúen como demanda. A este respecto, se aclara que el alcance del proyecto no pretende incluir a los almacenamientos, ya que la energía que consumen está exenta del pago de peajes. Ello sin perjuicio de que todas las tecnologías deberán tener cabida en el marco regulatorio que finalmente se establezca para el control de tensión.

- **Retribución por la participación en el proyecto**

Algunos sujetos solicitan un incremento de la retribución propuesta, en particular, de la retribución horaria por la prestación del requerimiento base, esto es, 8 €/MVArh. Alegan los sujetos que el orden de magnitud de dicha retribución no es coherente con el valor de las penalizaciones por mal uso de reactiva que fueron consideradas en un principio en la Circular 3/2020 (entre 40 y 60 €/MVArh), ni con el coste que puede ser evitado con el proyecto por reducción de las restricciones técnicas (que estiman entre 150 y 200 MVArh). Alegan además que la retribución propuesta no cubriría el incremento de las pérdidas de energía activa que resultaría por la desconexión de los condensadores, ni compensaría por los riesgos de dicha maniobra o por la pérdida de productividad. Por último, dado que no perciben beneficio por la inaplicación de penalizaciones por consumo de reactiva, concluyen que la retribución no incentivará la participación de la demanda.

Tal como se indica en el expositivo Tercero de esta resolución, el valor de la retribución se ha fijado sobre la base del coste que tendría resolver la problemática de las altas tensiones con medios alternativos a la demanda: reactancias integradas en la red o provisión del servicio por la generación. Pero para ello no se ha considerado el coste actual sobre las restricciones técnicas, en primer lugar, porque los costes de ambas alternativas no son directamente comparables, ya que los redespachos por restricciones implican movimiento de energía activa; en segundo lugar, porque la alternativa de las restricciones técnicas se extinguirá tras la implementación del futuro servicio de control de tensión regulado por el P.O.7.4; y, en tercer lugar, porque no puede anticiparse el beneficio que reportará el proyecto, en términos de ahorro en el coste de restricciones. Por tanto, se han tomado como referencia los costes revelados por las ofertas de las tecnologías de generación en el proyecto de demostración del mercado de control de tensión al que se refiere la Resolución de 28 de julio de 2022, como mejor indicador disponible del coste del futuro servicio.

En cuanto a la Circular 3 /2020, las penalizaciones que contempla dicha circular podrían ser revisadas en el futuro. Las conclusiones que resulten de este proyecto de demostración regulatoria podrían ser tenidas en consideración en dicho proceso de revisión, junto con otros parámetros que puedan ser relevantes.

Al objeto de incrementar la efectividad del proyecto, se incorpora a esta Resolución un mandato al operador del sistema para que lleve a cabo un análisis

coste-beneficio, que enfrente el coste del proyecto con el ahorro motivado en el servicio de restricciones, abriendo la puerta a una revisión de la retribución en caso de constatar un beneficio relevante.

Por otra parte, los sujetos consideran en sus alegaciones que la limitación al volumen de energía con derecho a retribución, que se establece en un máximo igual al 10% de los MWh consumidos en cada hora, no está justificada y que mermará el interés en la participación. Sin embargo, esta Comisión considera necesario mantener dicha limitación, al objeto de evitar que el proyecto provoque una reacción desmesurada en el consumo de reactiva, tal que podría ocasionar una inversión del problema en determinadas zonas de la red.

- **Concreción de especificaciones**

Los sujetos solicitan un mayor detalle en las especificaciones del proyecto, de forma que queden mejor concretados algunos aspectos, como por ejemplo los motivos de rechazo de la aptitud para participar en el proyecto o los métodos de comunicación entre las partes. A este respecto, esta Comisión comparte la opinión de los sujetos, pero, por otra parte, dado que el proyecto es por su naturaleza un ensayo, resulta complicado poder anticipar la casuística que se va a producir y, por tanto, cuando mayor sea el detalle de las condiciones, mayor será también la pérdida de flexibilidad en su aplicación.

Conviene añadir además que la finalidad del proyecto no es exclusivamente contribuir a la futura propuesta del servicio de control de tensión que regulará el P.O.7.4, como indican algunos sujetos, sino que también podrá aportar información sobre la capacidad de reactiva de las instalaciones de consumo, así como contribuir a una posible revisión de la Circular 3/2020. De lo que se trata es de crear un nuevo marco regulatorio para abordar los problemas de control de tensión, bien creando servicios, bien revisando los incentivos económicos en peajes. En cualquier caso, lo que aprueba esta Resolución es solo un proyecto piloto temporal; la solución definitiva deberá tener un alcance más amplio y unos términos y condiciones adecuadamente concretados, así como armonizados para todos los gestores de la red.

- **Financiación del proyecto**

La propuesta prevé que el proyecto se financie con cargo a la demanda, como parte de los sobrecostes de restricciones, ya que se espera que el proyecto favorezca un menor despacho de grupos térmicos por restricciones técnicas y por tanto un impacto global positivo para la demanda. Algún sujeto indica que considera más apropiado que el coste recaiga en la parte regulada de peajes y cargos. Esta opción fue considerada en un primer momento, pero se descartó porque la existencia de una retribución diferente por el servicio en función de si hubiera un requerimiento o no de un factor de potencia específico, lo que exigiría

de un desarrollo más complejo de la facturación de peajes, lo que pudiera no estar justificado dada la duración limitada del proyecto.

También se analizaron otras opciones, como que los proveedores quedaran exentos de costear la resolución de restricciones. Pero dichas alternativas hubieran introducido mucha complejidad en los procesos y sistemas de liquidaciones, lo que no se justifica para un proyecto cuya vigencia puede ser reducida.

- **Papel del distribuidor**

Varios sujetos solicitan una mayor implicación de los distribuidores en el desarrollo y ejecución del proyecto, con un papel activo y directo en la gestión de los consumidores conectados en la red de distribución, así como en la posterior evaluación de resultados mediante un informe preceptivo por su parte y contribución al diseño de una futura solución permanente.

En primer lugar, hay que tener en cuenta que este proyecto ha sido propuesto por el operador del sistema al amparo de la Circular 3/2019, del mismo modo que otros sujetos podrían hacer propuestas similares en el ámbito tanto de dicha Circular 3/2019, como de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

En este caso, la gestión centralizada por parte del operador del sistema facilita la implantación del proyecto, en particular, para la retribución del servicio. Un papel más activo de los gestores de las redes de distribución en este sentido, mediante el desarrollo de mercados locales, es algo que tendrá necesariamente que considerarse, pero podría requerir cambios normativos de más alto nivel.

Por otra parte, el mandato quinto de esta resolución ya prevé la elaboración de un informe de evaluación de los resultados, de forma coordinada por todos los gestores de la red implicados en el proyecto. Dicho informe incorporará además una propuesta de actuación, que podrá sentar las bases de una futura solución permanente. En cualquier caso, la implantación de una solución permanente no sería inmediata, sino que llevaría su propio proceso de tramitación, con el correspondiente trámite de audiencia, que permitiría dar opinión a todos los interesados.

- **Papel del comercializador**

Varios sujetos muestran disconformidad con el papel de intermediario en la liquidación dado al comercializador en el proyecto. Alegan que el comercializador no es parte en el proyecto, no se prevé que sea informado por los gestores de red ni por los consumidores de su adhesión al proyecto. Solicitan que la

liquidación por participar en este servicio sea realizada directamente entre el operador del sistema y el cliente o, alternativamente, si se mantiene el diseño propuesto, que el operador del sistema especifique a los consumidores la retribución que corresponde a cada uno de los CUPS bajo su ámbito, así como que se les reconozcan unos costes operativos.

La mayoría de los consumidores no operan directamente en el mercado eléctrico, por lo que son sujetos de liquidación del sistema. La liquidación de la energía consumida y los desvíos ocasionados se llevan a cabo a través del comercializador o BRP que les representa en mercado. Se ha considerado oportuno mantener este esquema en el proyecto piloto para evitar complejidades que retrasen su lanzamiento, así como costes en desarrollos que podrían tener una corta aplicación. No se considera que el comercializador/BRP pueda tener unos costes operativos relevantes como consecuencia de este proyecto, tales que justifiquen una disposición regulatoria al margen del acuerdo contractual entre el cliente y su representante.

No obstante, sí se considera necesario proporcionarles las herramientas necesarias para poder llevar a cabo la transferencia económica al cliente, para lo que necesitan disponer de información sobre, al menos, los consumidores adheridos al proyecto y el desglose de la energía activa y reactiva objeto de liquidación. Por tanto, se ha añadido una referencia al respecto en el requerimiento al operador del sistema del Resuelve Segundo de esta resolución.

- **Adecuación del proyecto al marco regulatorio**

Un sujeto plantea la duda de si la resolución aprobatoria de este proyecto tiene suficiente rango para introducir una excepción a la facturación de peajes de reactiva prevista en la Circular 3/2020.

A este respecto, conviene aclarar que la Circular 3/2019, cuyo artículo 24 sirve de base a la ejecución del proyecto de demostración que aprueba esta Resolución, contempla la posibilidad de que se establezca mediante resolución las condiciones y requisitos para la ejecución de aquellos proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema, permitiendo establecer excepciones a la regulación aplicable, en el ámbito de las competencias de la CNMC.

El mismo sujeto cuestiona la conveniencia del proyecto, el cual, en su opinión estaría autorizando retribuir a unas instalaciones por dar cumplimiento a unas obligaciones legales que se les impusieron hace años y no están cumpliendo, en referencia al requisito de factor de potencia en periodo 6 establecido en la Circular 3/2020 de peajes, el cual lleva asociada una penalización que no está siendo aplicada por existir un periodo de latencia. Argumenta que el proyecto pretende financiar su adaptación tecnológica, lo cual resulta discriminatorio para

otras tecnologías de generación que también requerirían adaptación tecnológica para proporcionar control de tensión.

Este proyecto de demostración no es una solución permanente, se enmarca en el proceso de rediseño del servicio de control de tensión, el cual se prevé, de acuerdo con las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia, pueda ser prestado por todas las tecnologías en condiciones de mercado. En principio, debería ser la retribución obtenida en dicho mercado la que permitiría a todas las tecnologías financiar los costes del servicio de control de tensión. Sin embargo, la práctica del primer proyecto de demostración (DCOOR/DE/004/22) reveló que el esquema no era adecuado para la demanda, como se ha expuesto anteriormente en esta resolución. Por tanto, el proyecto de demostración que aprueba esta resolución se plantea como herramienta de búsqueda de un mecanismo para poner a la demanda en igualdad de condiciones que la generación y no en ventaja.

Por otra parte, a la vista de las alegaciones recibidas de los consumidores, sobre insuficiencia de retribución, no parece posible concluir que con este proyecto se vaya a financiar su adaptación tecnológica. De hecho, la retribución no se ha fijado en función de los costes que tendría esa adaptación, sino del valor del servicio revelado por la generación, lo cual refuerza la idea del trato equitativo.

Por último, esta Comisión no descarta que ciertas tecnologías de generación, como la nuclear, puedan también requerir unas condiciones específicas, se podrá valorar en el diseño del servicio de control de tensión. Ni que se puedan realizar otros proyectos de demostración, siempre que su propuesta cumpla los requisitos del artículo 24 de la Circular 3/2019.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

III.RESUELVE

Primero. Aprobar las condiciones y requisitos para la ejecución de un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español que se recogen en el anexo.

Segundo. Requerir al operador del sistema, como parte de sus funciones en la ejecución de este proyecto, la liquidación del servicio de control de tensión a los sujetos participantes; así como la puesta a disposición de los comercializadores de la información que resulte necesaria para que puedan llevar a cabo la transferencia económica a los consumidores adheridos al proyecto. Igualmente, se le requiere liquidar la financiación del servicio como parte de los sobrecostes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Tercero. Autorizar al operador del sistema para introducir modificaciones en los plazos previstos en los apartados primero y segundo del anexo, previa comunicación a los sujetos interesados y en coordinación con los gestores de las redes de distribución cuando dichos gestores se vean afectados por el cambio.

Cuarto. Requerir al operador del sistema la elaboración y remisión a la CNMC de un análisis coste-beneficio que compare el coste del proyecto con el ahorro conseguido en el servicio de restricciones. Dicho análisis deberá ser remitido antes de transcurridos dos meses desde el inicio del proyecto y se referirá a los resultados obtenidos durante al menos el primer mes de aplicación. Estos plazos podrán demorarse un mes adicional en caso de no ser significativos los datos del primer mes. El análisis podrá ir acompañado de una propuesta de incremento de la retribución del proyecto, que sería en su caso establecida por Resolución de la CNMC, cuando los beneficios de tal modificación lo justifiquen.

Quinto. Requerir al operador del sistema, en coordinación con los gestores de la red de distribución implicados, que reporten a la CNMC una valoración de los resultados obtenidos en la ejecución del proyecto piloto, así como un informe de conclusiones y propuesta de actuación a la finalización del mismo.

Sexto. Requerir a los gestores de las redes de distribución la exclusión de los participantes en el proyecto de su sistema de facturación de los peajes en relación con el término de reactiva.

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC. Las condiciones y requisitos del proyecto que aprueba esta resolución se publicarán en la página web de la CNMC y en la del promotor del proyecto (Red Eléctrica de España, S.A.U.).

La presente resolución, junto con las condiciones y requisitos del proyecto que se aprueban, se notificará a Red Eléctrica de España, S.A.

Esta resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio.

IV. ANEXO: Propuesta de Condiciones y requisitos para un proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión de la demanda