



# Condiciones y requisitos para el proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión de la demanda

Dirección de Operación

Julio 2023

## Índice

---

Propuesta de proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión de la demanda.....	1
Primero. Requisitos participantes .....	2
Segundo. Responsabilidades OS y GRD .....	2
Tercero. Duración proyecto .....	3
Cuarto. Prestación del servicio .....	3
Quinto. Validación del servicio.....	3
Sexto. Retribución del servicio .....	3
Séptimo. Financiación del servicio .....	4



## Control de cambios

Versión	Descripción
1 (10/07/23)	Edición inicial



## Propuesta de proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión de la demanda

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 establece en el apartado quinto del artículo 9 un término de facturación por energía reactiva de aplicación a todos los consumidores a excepción de los suministros conectados en baja tensión y con una potencia contratada inferior o igual a 15 kW

Este término es de aplicación sobre todos los períodos horarios, excepto en el período 6, **siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período 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 no existe ninguna penalización asociada actualmente.

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 y con un efecto parecido sobre el sistema eléctrico. Adicionalmente, al no haberse desarrollado completamente el servicio regulado en el P.O. incluyendo en su caso las penalizaciones asociadas, los consumidores no tienen ningún incentivo a cumplir con lo establecido en dicho procedimiento.

Para cumplir con los rangos anteriores, una solución relativamente común 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 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 necesidad de reducción del consumo de reactiva en el sistema eléctrico y no era tan acuciante la necesidad de reducción de generación de reactiva. Desde entonces la situación del sistema ha cambiado radicalmente, principalmente motivada por la reducción de consumo eléctrico a nivel nacional y el aumento de generación renovables distribuida que requiere importantes desarrollos de red para su evacuación, en muchos casos soterrada, y en todo caso con bajos niveles de utilización, consecuencia de la disponibilidad del recurso renovable. Todo esto ha provocado que cada vez haya más excedentes de reactiva en el sistema, lo cual está contribuyendo **a un aumento de tensión generalizado en el sistema eléctrico llegando en ocasiones a valores cercanos o incluso superiores a los máximos admisibles en momentos puntuales de los periodos valle y en determinados nudos**. De hecho, 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, sufragado por los consumidores que, en muchos casos son los causantes de esta necesidad al contribuir al desfavorable balance de reactiva del sistema por los motivos anteriormente expuestos.

Por todo ello, y al amparo del artículo 24 de la Circular 3/2019, el OS 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, basado en las condiciones que se detallan a continuación:

## Primero. Requisitos participantes

Los consumidores que deseen participar en este proyecto demostrativo regulatorio deberán cumplir las siguientes condiciones:

1. Ser consumidores conectados a la red de transporte o a la red de distribución sujetos a los peajes 6.3 y 6.4 establecidos en la Circular 3/2020, de la CNMC.
2. Enviar una solicitud de participación al OS en un plazo de 30 días naturales tras la aprobación de la Resolución de la CNMC que apruebe la realización de este proyecto (en adelante, la Resolución). Dicha solicitud se realizará mediante el envío al OS por correo electrónico del formulario de información estructural, que estará disponible en su web pública.
3. Una vez el OS le notifique su participación en el proyecto, remitir al OS en un plazo de 60 días naturales tras la aprobación de la Resolución el acuerdo de adhesión al proyecto, cuyo modelo estará disponible en su web pública, debidamente firmado.

A la vista de los resultados del proyecto, la participación podría abrirse a los consumidores sujetos a los peajes 6.2 y 6.1. Esta segunda fase estará sujeta a la valoración de los gestores de la red y se lanzaría, en su caso, en el momento que dichos gestores lo consideren oportuno, previa comunicación del OS a la CNMC.

## Segundo. Responsabilidades OS y GRD

Previo al inicio del proyecto demostrativo regulatorio, el Operador del Sistema (OS) será responsable de:

1. Tras la aprobación de la Resolución, publicar en su página web en un plazo de 10 días naturales:
  - a. Solicitud de participación incluyendo el formulario relativo a la información estructural necesaria del consumidor.
  - b. Modelo de acuerdo de adhesión del proyecto.
2. En un plazo de 40 días naturales tras la aprobación de la Resolución, informar a los GRD de los consumidores que han solicitado participar en el proyecto en su zona de distribución, para que puedan evaluar la idoneidad de la participación desde el punto de vista de la red de distribución. En caso de que algún candidato no fuera considerado apto para participar por el GRD, éste deberá informar al OS en un plazo de 45 días naturales tras la aprobación de la Resolución.
3. En un plazo de 50 días naturales tras la aprobación de la Resolución, informar a la CNMC y a los GRD para su consideración de cara a la facturación de los peajes del listado consumidores solicitantes seleccionados y no seleccionados para participar en el proyecto, tanto si la consideración de no apto ha sido emitida por el OS o por el GRD. A cada consumidor solicitante se le informará individualmente si ha sido seleccionado o no, aportándose el motivo de rechazo que corresponda. En función de los candidatos a participar (o la ausencia de los mismos), así como por anticipar riesgos para la seguridad del sistema, el OS podrá excluir una o varias zonas del desarrollo del proyecto.
4. Coordinar los intercambios de información necesarios con el GRD para la gestión del proyecto

Tanto en el punto 2 como en el punto 3, cada GRD recibirá el listado de consumidores participantes en el proyecto que estén conectados a su red. En caso de consumidores conectados a la red de transporte recibirá la información el GRD responsable de la facturación de los peajes.

Durante el tiempo de ejecución del proyecto regulatorio el OS será responsable de:

1. Realizar un seguimiento del consumo horario de reactiva de cada participante.
2. Liquidar la prestación del servicio y la financiación de este.
3. Informar de los resultados del proyecto a la CNMC y publicar las conclusiones.

Durante el tiempo de ejecución del proyecto regulatorio los GRD serán responsables de:

1. Realizar un seguimiento del control de la tensión en su red de distribución.
2. Llevar a cabo las modificaciones necesarias en el sistema de facturación de los peajes para no considerar el término de reactiva de los participantes en el proyecto.

## Tercero. Duración proyecto

La duración del proyecto será flexible, siendo la duración mínima de 3 meses y la máxima de 12 meses, en función de los resultados que se produzcan y siempre que no se vea afectada la seguridad del sistema. La CNMC, a iniciativa propia o a petición del OS, podrá suspender temporalmente el proyecto, determinar su fin definitivo o prorrogar su ejecución.

## Cuarto. Prestación del servicio

Los consumidores participantes deberán mantener un factor de potencia inductivo durante toda la duración del proyecto, excepto en las situaciones que se indican a continuación.

El OS podrá, si las condiciones del sistema eléctrico lo requieren, solicitar a uno o varios de los consumidores participantes, el cumplimiento temporal de unos rangos de factor de potencia determinados que en cualquier caso siempre deberán estar dentro del rango 0.98 capacitivo y 0.95 inductivo.

En el caso de consumidores conectados a la red de distribución, el GRD podrá realizar al OS una solicitud temporal de rangos de factor de potencia. El OS trasladará esta modificación al consumidor correspondiente.

La solicitud de modificación del factor de potencia se comunicará a los participantes con al menos 24 horas de antelación con respecto a la hora de inicio de cumplimiento de los nuevos rangos. En dicha solicitud se debe incluir la fecha y hora de fin de la modificación.

El OS, a iniciativa propia o a solicitud de un GRD, podrá finalizar la participación en el proyecto de uno o varios consumidores. Dicha solicitud deberá estar siempre convenientemente justificada.

## Quinto. Validación del servicio

El OS realizará mensualmente la validación del servicio para cada hora utilizando las medidas disponibles en el Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL) en el cierre de medida correspondiente al M+1, incluyendo en su caso, la validación de los rangos establecidos con carácter temporal conforme al apartado cuarto de esta Resolución. La energía reactiva horaria será el saldo neto obtenido como diferencia entre las energías reactivas de los cuadrantes QR1 y QR4 del contador de energía. Si la diferencia es positiva, el factor de potencia es inductivo. En caso de resultar negativa, el factor de potencia es capacitivo. Por otro lado, a los consumidores participantes en el proyecto no les resulta de aplicación durante el desarrollo de este, la facturación del término de reactiva establecida en la Circular 3/2020.

## Sexto. Retribución del servicio

La liquidación por la prestación del servicio se realizará al comercializador con el que el consumidor tiene contratado el suministro o a su BRP correspondiente, que a su vez la trasladará al consumidor que presta el servicio.

Los consumidores participantes en el proyecto, cuando no se haya solicitado por el OS el cumplimiento temporal de un determinado rango de factor de potencia, tendrán una retribución por energía reactiva consumida entre las 0 y las 8 horas y los fines de semana y festivos nacionales completos. Este requerimiento se denomina “requerimiento base”.

La retribución horaria será igual a 8 €/Mvarh, hasta un máximo de Mvarh igual al 10% de los MWh consumidos en dicha hora. La cantidad de reactiva consumida en cada hora por encima del citado 10% no tendrá ninguna retribución ni penalización. Para recibir la retribución anterior es condición necesaria mantener un factor de potencia inductivo durante todo el día al que pertenece dicha hora.

En caso de solicitud de factor de potencia particular, cada una de las horas del periodo solicitado estarán sujetas a retribución si se cumple dicho factor de potencia en dicha hora. La retribución por cada hora en la que se cumpla el factor de potencia solicitado será 1,6 € por cada MWh consumido en esa hora.

En caso de incumplimiento horario, ya sea del “requerimiento base” o de factor de potencia particular, no habrá penalización ni retribución en dicha hora.

## Séptimo. Financiación del servicio

La financiación del servicio corresponderá a la demanda como parte de los sobrecostos de restricciones que son a su vez integrados en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y liquidados a la demanda según lo dispuesto en el apartado 27 del procedimiento de operación 14.4.

Para la liquidación del servicio a los proveedores, se incorporará un concepto específico en la liquidación, de modo que permita su identificación con la suficiente transparencia.

**red eléctrica**  
Una empresa de Redeia