

**ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN A LA RED NECESARIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS CÓDIGOS DE RED DE CONEXIÓN.**

**Expediente nº: IPN/CNMC/017/19**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 21 de noviembre de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de 'Orden por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión' (en adelante 'la propuesta de orden de requisitos técnicos'), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7, y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

**1 ANTECEDENTES**

El 17 de abril de 2019 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) adjuntando para informe la propuesta de orden, acompañada de la memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El objetivo del paquete normativo remitido para informe (el cual incluye otras dos propuestas normativas, un real decreto y otra orden<sup>1</sup>, además de esta) es permitir

---

<sup>1</sup> Se trata de la propuesta de 'Real Decreto por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los Códigos de Red Europeos de Conexión' y de la propuesta de 'Orden para

la implementación efectiva de los Reglamentos Europeos que en 2016 aprobaron los denominados Códigos de Red de Conexión (en adelante CRC): Reglamento 2016/631<sup>2</sup> de requisitos de conexión de generadores a la red (Reg 2016/631), Reglamento 2016/1388<sup>3</sup> por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda (Reg 2016/1388) y Reglamento 2016/1447<sup>4</sup> por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico<sup>5</sup> conectados en corriente continua, HVDC (Reg 2016/1447), así como la de determinados aspectos derivados del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485<sup>6</sup> de la Comisión de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directiva sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reg 2017/1485).

Estos Reglamentos se incardinan el llamado ‘tercer paquete legislativo’, están basados en directrices impartidas por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y fueron elaborados mediante propuesta de la *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) con la participación de los agentes. Pretenden asegurar el buen funcionamiento del Mercado Interior de la Energía, impulsando el mercado interior de la electricidad y el comercio transfronterizo, garantizando la gestión óptima, el

---

implementación del artículo 40.5 de la Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad’, respectivamente.

<sup>2</sup> Reglamento 2016/631 de requisitos de conexión de generadores a la red, publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el 27 de abril de 2016.

<sup>3</sup> Reglamento 2016/1388 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda, publicado en el DOUE el 18 de agosto de 2016.

<sup>4</sup> Reglamento 2016/1447 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, publicado en el DOUE el 8 de septiembre de 2016.

<sup>5</sup> Según el apartado 17 del artículo 2 (‘Definiciones’) del R 2016/631, «‘módulo de parque eléctrico’ o ‘MPE’ es una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que está conectado de forma no síncrona a la red o que está conectado mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC». Un ejemplo típico sería la generación fotovoltaica, que produce en corriente continua y es convertida mediante un inversor (la ‘electrónica de potencia’) en corriente alterna ya inyectable a la red.

<sup>6</sup> Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, publicado en el DOUE el 25 de agosto de 2017.

En particular, el apartado 5 de su artículo 40 (‘Organización, funciones, responsabilidades y calidad del intercambio de datos’) reza como sigue:

*«En coordinación con los GRD [Gestores de Redes de Distribución] y los USR [Usuarios Significativos de Red], cada GRT [Gestor de Red de Transporte] determinará la aplicabilidad y el alcance del intercambio de datos sobre la base de las siguientes categorías: a) datos estructurales, de conformidad con el artículo 48; b) datos de programación y previsiones, de conformidad con el artículo 49; c) datos en tiempo real, de conformidad con los artículos 44, 47 y 50, y d) disposiciones de conformidad con los artículos 51, 52 y 53.»*

funcionamiento coordinado y la adecuada evolución de la red europea de transporte de electricidad.

Aun siendo de aplicación directa, por un lado, se han de trasladar a la legislación nacional, y por otro, se han de definir y aprobar normativamente aquellos requisitos técnicos que han sido establecidos en los CRC de forma abierta o no detallada, para así tener en consideración las especificidades particulares de cada sistema eléctrico

Con el fin de establecer la propuesta sobre los requisitos técnicos a definir por los Estados miembros establecidos en los CRC de forma eficiente y transparente, el Operador del Sistema (OS) propuso al entonces Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD, ahora MITECO) y a la CNMC un proceso participativo de discusión de los aspectos técnicos y operativos objeto de implementación. Así, el 5 de julio de 2016, en una sesión extraordinaria del Grupo de Seguimiento de la Planificación, se definió la estructura de los Grupos de Trabajo de Implementación (GTI) de los CRC, coordinados por el OS, en el que participaron el Gestor de la Red de Transporte (GRT) y asociaciones de distribuidores, generadores y consumidores, y que contaron con la presencia de MITECO y CNMC.

Los GTI se organizaron en cuatro grupos: 1) el Grupo Coordinador de la Implementación (GCI) desarrolló la cooperación y definición de requisitos técnicos para abordar cuestiones de afección tanto al gestor de la red de transporte como a los de las redes de distribución; 2) el Grupo de Trabajo con Generadores (GTGen) abordó el debate sobre la afección y definición de los requisitos técnicos a los generadores; 3) el Grupo de Trabajo con consumidores (GTCon) hizo lo propio con respecto a los consumidores, y 4) el Grupo de Trabajo de Supervisión de la conformidad (GTSup), abordó la tarea de definir el proceso de verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos definidos y propuestos para desarrollo normativo de los CRC.

Tras las sesiones de trabajo llevadas a cabo hasta octubre de 2018, se elaboraron una serie de propuestas, consensuadas en parte entre los gestores de redes y los distintos agentes implicados, que constituyen la base de la propuesta objeto de este informe.

La propuesta de orden de requisitos técnicos desarrolla lo establecido en la disposición adicional segunda ('Aprobación de los requisitos técnicos para la conexión a la red de instalaciones de generación, demanda y de sistemas de alta tensión en corriente continua') de la propuesta de real decreto con la que esta propuesta de orden comparte paquete normativo e incorpora aspectos técnicos necesarios para la efectiva implementación de los CRC.

Esta propuesta se basa a su vez en los siguientes componentes, que han sido objeto de discusión previa en los citados grupos de trabajo creados con el objeto de coordinar la implementación de los CRC:

- Propuesta de modificación del Procedimiento de Operación (P.O.) 12.2 ('Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, seguridad y puesta en servicio')<sup>7</sup>, la cual corresponde, de acuerdo con los Reglamentos, al GRT.
- Propuesta sobre requisitos técnicos que deben cumplir los sistemas de alta tensión y los módulos de parque eléctricos conectados en corriente continua, al objeto de cumplir con la obligación establecida en el Reg 2016/1447, también planteada por el GRT.
- Propuesta relativa a los requisitos técnicos recogidos, respectivamente, en el Reg 2016/631, y el Reg 2016/1388 cuya definición corresponde, de acuerdo con lo señalado en los mencionados reglamentos, a los gestores de redes de distribución.

El 22 de abril de 2019, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima<sup>8</sup> de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de quince días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, 8 de mayo de 2019. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

## **2 CONTENIDO DE LA PROPUESTA**

La propuesta de orden de requisitos técnicos consta de 4 artículos, 3 disposiciones finales y 3 anexos.

Los artículos primero y segundo establecen el objeto y ámbito de aplicación de la orden. El artículo 3 recoge una serie de definiciones y referencias necesarios para la aplicación de los CRC y el artículo 4 establece la obligación del cumplimiento de los requisitos técnicos especificados en los correspondientes anexos a la orden.

---

<sup>7</sup> Aprobado mediante Resolución de 11 de febrero de 2005 de la Secretaría General de Energía («BOE» de 1 de marzo).

<sup>8</sup> Conforme a esta disposición transitoria décima ('Órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía), «Los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía previsto en la Disposición adicional decimoquinta de esta Ley.»

Por su parte la disposición final primera modifica las disposiciones transitorias primera y segunda de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, para establecer los parámetros necesarios para los pagos que las centrales eólicas y fotovoltaicas de más de 50 MW deberán realizar al Operador del Mercado y del O S.

La disposición final segunda establece el título competencial al amparo del cual se dicta la orden y la final tercera establece la entrada en vigor de la orden.

El anexo I recoge requisitos para la conexión a la red de instalaciones de generación de electricidad incluidas dentro del ámbito de aplicación de la orden, que incluyen los requisitos de frecuencia, tensión, robustez, restablecimiento y gestión del sistema.

El anexo II recoge los requisitos para la conexión a la red de instalaciones de demanda y distribución incluidas dentro del ámbito de aplicación de la orden, que incluyen los rangos de frecuencia y tensión y periodos de tiempo dentro los cuales las instalaciones de demanda deberán ser capaces de mantenerse conectadas a la red y funcionando, requisitos de potencia, control, desconexión y reconexión, calidad de suministro, intercambio de información, modelos de simulación y otros requisitos específicos

Por último, el anexo III recoge los requisitos para la conexión de los sistemas HVDC, que incluyen los rangos de frecuencia y tensión y periodos de tiempo dentro los cuales las instalaciones de demanda deberán ser capaces de mantenerse conectadas a la red y funcionando, las capacidades para soportar variaciones de frecuencia, y de potencia activa, control de la inyección/absorción de corriente rápida durante régimen perturbado, capacidad y modos de control de potencia reactiva , requisitos relativos a calidad de onda, capacidad para soportar huecos de tensión y sobretensiones transitorias, recuperaciones de potencia a activa tras una falta, condiciones de energización o sincronización de las estaciones convertidoras, interacciones de los sistemas HVDC con otras plantas o equipos, capacidad de amortiguación de oscilaciones de potencia e interacciones subsíncronas, robustez de los sistemas HVDC, o los requisitos de intercambio de información y coordinación.

### **3 VALORACIÓN GENERAL**

La propuesta normativa objeto de este informe, en particular su contenido directamente referido a los CRC, y sin perjuicio de las consideraciones generales y particulares desgranadas más adelante, merecen una valoración global positiva por cuanto se plantean sobre la base de las propuestas remitidas a su vez por los gestores de redes de transporte y distribución, como garantes de la operación segura de las redes, que han colaborado con representantes de otros sujetos afectados, tras un largo periodo de maduración, y como resultado del esfuerzo

conjunto de los integrantes de los grupos de trabajo creados a tal efecto<sup>9</sup>, en el marco de unas actuaciones desempeñadas con transparencia, participación activa y un elevado grado de consenso técnico alcanzado por las distintas partes involucradas en la implementación de dichos CRC<sup>10</sup>.

El pleno desarrollo del paquete normativo en que esta propuesta de orden se integra contribuirá a dotar al sistema de una mayor flexibilidad, especialmente valiosa en un contexto de incorporación masiva de generación renovable no gestionable. En efecto, el cumplimiento de algunos nuevos requisitos de conexión (establecidos además mediante orden ministerial<sup>11</sup>, sin menoscabo de la importancia de los procedimientos de operación del sistema, en particular y a este respecto los de la serie 12) aporta funcionalidades adicionales<sup>12</sup> que podrían permitir la evolución o introducción de servicios de ajuste necesarios para preservar una operación segura ante escenarios cada vez más exigentes, con una creciente proporción de generación asíncrona (denominados ‘módulos de parque eléctrico’). El hecho de que se traten en paralelo los requisitos impuestos a instalaciones tanto de generación como de consumo se orienta hacia una armonización en la respuesta requerida a las nuevas instalaciones, y es coherente con el objetivo de posibilitar una mayor participación activa, también de la demanda.

Se hace ver no obstante que el reglamento de conexión de demanda (y consiguientemente la propuesta aquí evaluada) no aborda posibles especificidades propias de la interconexión entre distintas redes de distribución (se centra en la interfaz transporte-distribución). En su momento, y una vez ganada experiencia en la implantación de esta propuesta normativa, convendrá analizar el desarrollo de posibles disposiciones específicas que regulen aspectos concretos de las interfaces distribución-distribución

---

<sup>9</sup> Más información sobre este proceso en:

<https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion>

<sup>10</sup> Estos consensos ejemplifican lo establecido en el expositivo (15) del Reg (UE) 2016/631 (consideraciones análogas contienen los restantes CRC): «*Los requisitos se deben basar en los principios de no discriminación y transparencia, así como en el principio de optimización entre la mayor eficiencia general y el menor coste total para todas las partes implicadas. Por lo tanto, esos requisitos deben reflejar las diferencias en el tratamiento de las tecnologías de generación con diferentes características inherentes, así como evitar inversiones innecesarias en algunas zonas geográficas para tener en cuenta sus correspondientes especificidades regionales.*»

<sup>11</sup> La disposición adicional segunda de la propuesta de RD habilita a la Ministra para la Transición Ecológica para aprobar mediante orden los requisitos técnicos para la conexión a la red derivados de la implementación de los tres reglamentos de conexión de generación, demanda y HVDC (Reg 2016/631, Reg 2016/1388 y Reg 2016/1447, respectivamente). Estos requisitos (de tensión, frecuencia, robustez, capacidad de restablecimiento, controlabilidad y gestión, etc.) han sido mayoritariamente consensuados en los mencionados grupos de trabajo.

<sup>12</sup> Entre dichas funcionalidades: la regulación de potencia reactiva a bajas potencias, las reservas de potencia a subir en el modo de regulación potencia-frecuencia, la emulación de inercia, el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia o el funcionamiento en isla que permita un arranque desde cero (*black start*).

De otro lado, el respaldo al consenso técnico debe compaginarse, atendiendo a lo establecido en los propios reglamentos, con un seguimiento continuado de la proporcionalidad y relación coste-beneficio derivada de las exigencias introducidas. A este respecto, la consolidación de nuevas capacidades técnicas debiera redundar en la prestación de los citados servicios de ajuste del sistema, nuevos o perfeccionados, vinculados a sus respectivos mercados que coadyuven a la optimización de los recursos del sistema eléctrico, preservando la seguridad del mismo. En concreto, conviene retomar la definición de los servicios de control de tensión o de potencia reactiva prestados por todos los elementos conectados, con la consecuente revisión del P.O. 7.4 ('Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte'), así como explorar la posible contratación de regulación primaria por el OS a terceros, desarrollando lo previsto en el P.O. 7.1 ('Servicio complementario de regulación primaria')<sup>13</sup>.

Asimismo, se recuerda que es necesario y sigue pendiente desarrollar y aprobar los procedimientos de operación de distribución. Su falta redundaría en inseguridad jurídica por la ausencia de regulación y la dispersión de procedimientos individualmente aplicados por cada gestor de red de distribución. El proceso de desarrollo de esta propuesta normativa que ahora se informa proporciona una experiencia en cuanto a protocolo de transparencia y participación de los agentes que bien podría aprovecharse para culminar la tramitación de los procedimientos de operación de distribución.

#### **4 CONSIDERACIÓN ÚNICA**

La propuesta de orden de requisitos técnicos se basa a su vez en la propuesta remitida por el OS y los gestores de la red de distribución al MITECO (MINETAD, por aquel entonces) en mayo de 2018. Ahora bien, las sesiones del grupo de trabajo liderado por el OS continuaron y se produjo una actualización que modifica algunos aspectos de detalle que debieran ser revisados, conforme a las versiones de los Procedimientos de Operación (P.O.) 12.1 ('Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte'), y muy en particular, 12.2 ('Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio'), nuevamente remitidas ya en octubre de 2018<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> Estos dos P.O.s no se han tocado en 20 años: El 7.1 fue aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales de 30 de julio de 1998 («BOE» de 18 de agosto), y el 7.4 por Resolución de la Secretaría de Estado de Industria y Energía de 10 de marzo de 2000 («BOE» de 18 de marzo).

Por el contrario, los 7.2 y 7.3, que tratan la regulación secundaria y terciaria, respectivamente, se revisaron por última vez en diciembre de 2015.

<sup>14</sup> Según consta en el sitio dedicado a la 'Información sobre implementación de códigos de red de conexión' dentro de la página web del Sistema de Información del Operador del Sistema:

«En octubre de 2018, REE ha remitido al MITECO una actualización de las propuestas de procedimientos de operación 12.1 y 12.2 introduciendo una serie de mejoras con respecto a las

Se recomienda por consiguiente atender las observaciones del OS y de los gestores de red de distribución en el sentido de actualizar determinados valores en esta propuesta de orden.

## **5 CONCLUSIONES**

La propuesta normativa objeto de este informe merece una valoración global positiva por cuanto se plantea sobre la base de las propuestas remitidas por los gestores de redes de transporte y distribución, que han colaborado con representantes de otros sujetos afectados, tras un largo periodo de maduración, y como resultado del esfuerzo conjunto de los integrantes de los grupos de trabajo creados a tal efecto. Se recomienda, no obstante, atender las observaciones del OS y de los gestores de la red de distribución en el sentido de actualizar determinados valores de esta propuesta de orden, conforme a los resultados de las sesiones de los grupos de trabajo que se han celebrado posteriormente.

---

versiones que se remitieron en mayo y como resultado del trabajo continuo de los grupos de trabajo de implementación.»

---

**ANEXO: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

**CONFIDENCIAL**