

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULAN ASPECTOS NECESARIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS CÓDIGOS DE RED EUROPEOS DE CONEXIÓN.

Expediente nº: IPN/CNMC/017/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a 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 'Real Decreto por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los Códigos de Red Europeos de Conexión' (en adelante 'la propuesta de RD'), 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 RD, acompañada de la memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El objetivo del paquete normativo remitido para informe (el cual incluye dos propuestas de orden, además de la propuesta de RD) es permitir la implementación efectiva de los Reglamentos Europeos que en 2016 aprobaron los denominados Códigos de Red de Conexión (en adelante CRC): Reglamento

2016/631¹ de requisitos de conexión de generadores a la red (Reg 2016/631), Reglamento 2016/1388² por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda (Reg 2016/1388) y Reglamento 2016/1447³ 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 eléctrico⁴ conectados en corriente continua, HVDC (Reg 2016/1447), así como la de determinados aspectos derivados del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485⁵ 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 en 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 funcionamiento coordinado y la adecuada evolución de la red europea de transporte de electricidad.

¹ 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.

² 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.

³ 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.

⁴ 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.

⁵ 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.»

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.

Para su adaptación al marco regulatorio español, algunos de los requisitos técnicos pendientes de definición por los Estados miembros requieren de un rango normativo de real decreto, recayendo otros aspectos en una orden ministerial.

En el rango de real decreto resulta necesario regular:

- i. Los umbrales de potencia que determinarán la significatividad y los requisitos de conexión a la red que aplicarán a los nuevos generadores, según establece el art. 5.3 del Reg 2016/631, serán aprobados por cada Estado miembro previa propuesta del GRT, que diferenciará tipos de generadores (A, B, C y D) en función de su capacidad máxima (en MW) y del nivel de tensión al que se conectan.

- ii. Concretar determinados aspectos para asegurar la aplicabilidad de los CRC y por lo tanto hacer posible su implementación.
- iii. Regular la confluencia del procedimiento llamado ‘notificación operacional’ regulado en los CRC con la normativa vigente en relación con la autorización y puesta en servicio de las instalaciones de generación y demanda, así como definir la documentación necesaria que deberán aportar los titulares de las instalaciones que deben someterse a notificación operacional.
- iv. Por último, para asegurar la correcta determinación de la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos en cuanto a los requisitos de telemedidas, en tiempo real, exigidos en el Reg 2017/1485, se incluye una modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁶ (RD 413/2014).

Adicionalmente, se incluye en la propuesta de RD la modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio⁷ (RD 738/2015), para dar flexibilidad en el despacho de producción a determinados grupos ubicados en los territorios no peninsulares (TNP) cuyo funcionamiento se encuentra limitado como consecuencia de normativa ambiental europea, ajustar las liquidaciones provisionales y anual a los costes de generación que efectivamente se reconozcan a los grupos generadores en estos territorios, así como dar una solución a aquellas instalaciones que, habiéndose puesto de manifiesto su necesidad para la cobertura de la demanda y contando con todos los permisos cuando se aprobó la Ley 17/2013, de 29 de octubre⁸, no cuentan con régimen retributivo adicional.

El 22 de abril de 2019, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima⁹ 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.

⁶ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

⁷ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

⁸ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

⁹ 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.»

2 CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta de RD consta de preámbulo y 12 artículos agrupados en 3 capítulos, 3 disposiciones adicionales, 6 disposiciones finales y 4 anexos.

El capítulo I consta de 2 artículos que regulan respectivamente el objeto y ámbito de aplicación de la norma.

El capítulo II abarca los artículos 3 a 6 y regula la aplicabilidad de los CRC. El artículo 3 establece una serie de términos y referencias necesarias para la aplicación de los CRC. El artículo 4 regula qué se entiende por 'instalaciones existentes', y aclara conceptos tales como 'planta de generación principal' y 'equipo de demanda principal', entre otros. El artículo 5 recoge la aplicación de requisitos técnicos a dichas instalaciones, incluyendo la valoración de en qué casos una modificación requerirá la revisión exhaustiva del acuerdo de conexión existente. Finalmente, el artículo 6 regula la significatividad de los módulos de generación, cuya valoración se realizará según la tensión del punto de conexión y la potencia instalada.

El capítulo III (artículos 7 al 12) regula el proceso de notificación operacional de las instalaciones de generación, demanda y distribución conectadas a la red transporte, así como de instalaciones de generación conectadas a la red de distribución, incluyendo las denominadas notificaciones operacionales limitadas, aplicables a situaciones de avería.

Las disposiciones adicionales primera, segunda y tercera recogen la habilitación a la Ministra para la Transición Ecológica para, respectivamente: 1. La modificación de los anexos I a IV (que detallan la 'Información necesaria para solicitar la notificación operacional [...] de distintos tipos de instalaciones conectadas a la red de transporte o, en su caso, a la de distribución), previa propuesta del GRT o de los gestores de las redes de distribución, según corresponda; 2. La aprobación mediante orden ministerial de los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la completa implementación de los CRC, y 3. La aprobación, también mediante orden ministerial, del alcance en el intercambio de datos entre el GRT, los gestores de las redes de distribución y los usuarios significativos de la red, en desarrollo del artículo 40.5 del R 2017/1485. Las propuestas de orden incluidas en el mismo paquete normativo que la propuesta de RD objeto de informe se corresponden precisamente con las anticipadas por sendas disposiciones adicionales segunda y tercera.

Las disposiciones finales primera, segunda y tercera están relacionadas con requisitos que estaban regulados en varios reales decretos (Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre¹⁰; RD 413/2014 y Orden IET/2013/2013, de 31 de

¹⁰ Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

octubre¹¹), los cuales han sido modificados por los CRC pero que solo serán de aplicación a aquellas instalaciones que estén dentro del ámbito de aplicación de dichos códigos, por lo que no pueden ser derogadas, sino que han de ser modificadas.

Por su parte la disposición final cuarta modifica el RD 738/2015 , con el fin de dar flexibilidad en el despacho de producción a aquellos grupos ubicados en los TNP que tendrán una limitación de funcionamiento a consecuencia del cumplimiento de normativa medioambiental europea ajustar las liquidaciones provisionales y anual a los costes de generación que efectivamente se reconozcan a los grupos generadores en estos territorios; así como dar una solución a aquellas instalaciones que, habiéndose puesto de manifiesto su necesidad para la cobertura de la demanda y contando con todos los permisos cuando se aprobó la Ley 17/2013, de 29 de octubre, no cuentan con régimen retributivo adicional.

Por último, la disposición final quinta establece los títulos competenciales al amparo de los cuales se dicta el real decreto y la disposición final sexta establece la entrada en vigor de la norma.

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 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 efecto¹², 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 CRC¹³.

Se comparte asimismo la necesidad de regular mediante norma con rango de real decreto determinados aspectos que los CRC, pese a ser de aplicación directa,

¹¹ Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

¹² Más información sobre este proceso en:
<https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion>

¹³ 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.»

dejaron abiertos para su determinación y aprobación de forma subsidiaria por los Estados miembros: entre ellos, su propia aplicabilidad, la categorización según su significatividad de los módulos de generación, así como la confluencia del procedimiento de notificación operacional previsto en los reglamentos comunitarios con los procedimientos de puesta en servicio de la normativa nacional, y su relación con los trámites administrativos.

El pleno desarrollo del paquete normativo en que esta propuesta de RD 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 ministerial¹⁴, 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 adicionales¹⁵ 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

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

¹⁴ 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.

¹⁵ 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*).

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')¹⁶.

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 CONSIDERACIONES PARTICULARES

4.1.1 Sobre la terminología utilizada en cuanto a las instalaciones de generación

La MAIN que acompaña la propuesta de RD indica que, en virtud de su capítulo segundo, *«Se clarifica la referencia a determinados conceptos, de modo que la terminología empleada en los reglamentos se asimile a la empleada en general en la normativa del sector eléctrico.»* Pese a ello, algunos términos podrían suscitar confusión: En particular, deben ponerse en relación las denominaciones 'módulo de generación de electricidad' (en los reglamentos) e 'instalación de generación' / 'instalación de producción' (tanto en los reglamentos como en la restante normativa nacional).

El apartado 2 del artículo 3 ('Aspectos generales de aplicabilidad') de la propuesta de RD establece que, *«A efectos de la aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, el módulo de generación de electricidad se corresponderá con la instalación de producción de energía eléctrica para la que se tramiten los procedimientos de acceso y de conexión y que finalmente se inscriba en el Registro Administrativo*

¹⁶ 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.

de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica [RAIPEE] o, en su caso, en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.¹⁷»

Sin embargo, de un lado, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril¹⁸ (RD 244/2019), distingue entre instalaciones de generación y de producción (estas últimas son las inscritas en el RAIPEE, o aquellas asociadas a una modalidad de autoconsumo que, aun no estando inscritas, viertan energía excedentaria a las redes¹⁹), y de otro, el Reg 2016/631 distingue entre los conceptos de «*módulo de generación de electricidad*», que define como “*un módulo de generación de electricidad síncrono o un módulo de parque eléctrico²⁰*”, e «*instalación de generación de electricidad*», que define como “*una instalación que convierte energía primaria en energía eléctrica y que se compone de uno o más módulos de generación de electricidad conectados a una red en uno o más puntos de conexión.*”

De modo que, según la propuesta de RD, el ‘módulo de generación’ del reglamento debe entenderse como la instalación de producción de la normativa nacional, pero por otro lado dicha instalación de producción es un caso particular de instalación de generación (una inscrita o que inyecta a la red exterior), mientras

¹⁷ En rigor, y conforme a la terminología de la normativa nacional, la inscripción en el registro administrativo de autoconsumo correspondería a una instalación de generación, parte de las cuales serán además instalaciones de producción (ver nota más adelante).

¹⁸ Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

¹⁹ Según el artículo 3 (‘Definiciones’) del RD 244/2019:

«[...] b) Instalación de generación: Instalación encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria.

c) Instalación de producción: Instalación de generación inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación, en especial, su respectiva potencia.

Adicionalmente, también tendrán consideración de instalaciones de producción aquellas instalaciones de generación que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, aun no estando inscritas en el registro de producción, cumplan con los siguientes requisitos:

- i. Tengan una potencia no superior a 100 kW.
- ii. Estén asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo.
- iii. Puedan inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.»

²⁰ A su vez, un ‘módulo de generación de electricidad síncrono’ se define como «*un conjunto indivisible de instalaciones que pueden producir energía eléctrica de forma tal que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas*», en tanto que ‘módulo de parque eléctrico’ se define como 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.*»

que, de nuevo en el reglamento, la instalación de generación puede comprender varios módulos de generación (que a estos efectos equivalen a instalaciones de producción).

Aun admitiendo que no resulta viable reescribir de una vez gran parte de la normativa nacional vigente reemplazando 'instalación de producción' (término que afortunadamente no emplea el reglamento) por 'módulo de generación de electricidad', cabe subrayar que la 'instalación de generación' del reglamento no equivale a la 'instalación de generación' de la normativa nacional, y se aconseja limitar o incluso evitar el uso de este último término, que en la propuesta de RD aparece hasta en seis ocasiones, citado en relación con las distintas modalidades de notificación operacional, cuando en estos casos el reglamento se refiere con carácter general al 'módulo de generación de electricidad'.

La aclaración de estos conceptos resulta precisa, entre otros motivos, para asegurar la aplicabilidad del reglamento a instalaciones existentes en que se modifiquen o repotencien los equipos que las componen, en los términos regulados normativamente.

4.1.2 Sobre el ámbito de aplicación (artículo 2)

La propuesta de RD remite su ámbito de aplicación al establecido por los tres reglamentos comunitarios (generación, demanda y sistemas HVDC) cuyo contenido adapta a la normativa nacional, junto con la referencia a lo previsto en los artículos 4 y 5 de la propia propuesta respecto a instalaciones existentes y nuevas.

Aunque pueda parecer redundante, se recomienda aclarar (si no mediante su inclusión expresa en el ámbito de aplicación, al menos mediante una referencia en el preámbulo), que la propuesta de RD aplicaría asimismo con carácter general a los módulos de generación de electricidad (instalaciones de generación, en la tradicional terminología nacional) vinculadas a las modalidades de autoconsumo, tanto para el cumplimiento de los requisitos de conexión, como en su caso, para la aplicación de la notificación operacional, y ello sin perjuicio de eximir, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.b) ²¹ del RD 244/2019, aquellas instalaciones que estén exentas de la obtención de los permisos de acceso y conexión.

²¹ «(i) Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.

(ii) En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.

Por otra parte, aun cuando las instalaciones ubicadas en los sistemas no peninsulares queden exentas con carácter general de la aplicación de los requisitos técnicos previstos en la propuesta de RD y en una de las dos propuestas de orden objeto de este informe, conforme a lo expresamente previsto en los respectivos reglamentos comunitarios, si más adelante (disposición final segunda de esta misma propuesta de RD, por la que se modifica el RD 413/2014) se pretende incorporar la notificación operacional como prerequisite para lograr la inscripción previa o definitiva en el RAIPEE (cf. artículos 39 y 40, respectivamente, del citado RD 413/2014), entonces debería especificarse en este artículo 2 que el contenido del Capítulo III ('Notificación operacional de instalaciones de generación y demanda') sí aplica también a los módulos de generación de electricidad e instalaciones de demanda ubicadas en los territorios no peninsulares.

4.1.3 Sobre otros aspectos generales de la aplicabilidad (artículo 3)

Otro de los aspectos que convendría aclarar en la presente propuesta de RD recae sobre la aplicabilidad a los módulos de generación de electricidad, tanto existentes como de nueva construcción, conectados a la red en un mismo punto, al compartir una línea de evacuación común o posiciones de una misma subestación.

El Reg 2016/631 *«establece un código de red que define los requisitos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad [...] al sistema interconectado (artículo 1, 'Objeto')»*; *«Los módulos de generación de electricidad deberán cumplir los requisitos basados en el nivel de tensión de su punto de conexión y en su capacidad máxima (artículo 5, 'Determinación de la significatividad')»*.

Para aquellas instalaciones de generación que no compartan infraestructuras de conexión con otras, estos requisitos se encuentran por tanto referidos directamente a los módulos de generación de los que constan, y su cumplimiento ligado muy directamente a las características técnicas de cada máquina y equipo de generación. Sin embargo, para aquellas instalaciones de generación que comparten conexión puede resultar complejo evaluar su grado de cumplimiento, más si cabe cuando en un mismo punto de conexión pueden coexistir instalaciones sujetas y no sujetas a dicho cumplimiento de los códigos red, de modo que el comportamiento de las últimas pueda a su vez interferir en el de las primeras.

En estos casos convendría definir, en norma con rango suficiente como pueda ser esta propuesta de RD, en qué punto se ha de certificar el cumplimiento y la supervisión de la conformidad, como por ejemplo el lado de alta tensión del transformador del módulo de generación, o el lado de baja del transformador de la subestación cuando este sea común a varias instalaciones u otro punto intermedio, o en el punto frontera de la actividad de generación, etc.

4.1.4 Sobre las instalaciones existentes y nuevas (artículo 4)

El artículo 72 ('Entrada en vigor') del Reg 2016/631 establece que *«los requisitos del presente Reglamento serán aplicables una vez transcurridos tres años desde su publicación [que tuvo lugar en el DOUE el 27 de abril de 2016].»* Si bien se trata de normativa de obligado cumplimiento que no requiere para su aplicación de transposición, dada su complejidad se consideró este intervalo de tiempo necesario para desarrollar por parte de los Estados miembros los aspectos no regulados directamente en el reglamento, así como para que los agentes adecúen sus instalaciones a los requisitos finalmente determinados por la citada normativa de desarrollo. Por su parte, la disposición final sexta de la propuesta de RD prevé su entrada en vigor al día siguiente de su publicación en el «BOE».

El proceso de implementación se ha extendido por más de los tres años previstos por el reglamento, y si bien se ha desarrollado de forma transparente y con el conocimiento de los sujetos afectados, no quedaría tiempo ya para la adaptación, de ser necesaria. Por consiguiente, en el caso de que en la orden de requisitos técnicos se introdujeran variaciones significativas respecto a la versión remitida como propuesta, debería valorarse la inclusión en esta propuesta de RD de una disposición adicional o transitoria con plazos de implantación específicos respecto a dichas variaciones o, en su caso, y de acuerdo con lo establecido en el último párrafo del artículo 4.2 del Reg 2016/631, redefinir el concepto de "instalación nueva": *«Un Estado miembro podrá disponer que, en circunstancias concretas, la autoridad reguladora pueda decidir si el módulo de generación de electricidad se considera un módulo de generación de electricidad existente o un módulo de generación de electricidad nuevo.»*

4.1.5 Sobre la modificación de instalaciones existentes de generación o demanda (artículo 5)

Una vez definidas qué instalaciones se consideran existentes y a cuáles son de aplicación los requisitos establecidos en los Reglamentos y en la propuesta de RD, el artículo 5 ('Aplicación de requisitos técnicos a instalaciones existentes') establece los criterios conforme a los cuales las modificaciones de dichas instalaciones existentes deberán ser objeto de una nueva evaluación.

Para ello establece un procedimiento que se inicia con la solicitud al gestor de la red de una valoración de la modificación pretendida, para determinar si la misma conlleva una revisión "sustancial" (para módulos de generación y sistemas HVDC) o "exhaustiva" (para demanda) del acuerdo (contrato, en la normativa nacional) de conexión, a los efectos del apartado 1.a) del artículo 4 ('Aplicación a los módulos de generación de electricidad existentes') del Reg 2016/631. En el plazo máximo de un mes (apartado 1 de este artículo 5), el gestor de la red deberá realizar dicha valoración y remitirla a la CNMC, quien a su vez (apartado 2) *«dispondrá de un plazo de 3 meses para remitir al gestor de la red su decisión sobre si es necesario o no realizar una revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión, así*

como los requisitos del reglamento correspondiente que, en su caso, le serían de aplicación.» El gestor de la red dispondrá luego de otro mes (apartado 3) más para dar traslado al titular de la instalación de dicha decisión, y (apartado 4) «En todo caso, cuando la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determine la necesidad de realizar una revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión, el titular de la instalación deberá iniciar un procedimiento de acceso y conexión.»

A este respecto, se considera innecesario e inoperativo que los gestores de las redes den traslado a la CNMC de *todas y cada una* de las solicitudes de modificación que los agentes tramiten. Esto conllevaría una carga administrativa innecesaria y potencialmente inasumible por el volumen de instalaciones susceptibles de ser objeto de tales revisiones.

La valoración anterior debe entenderse sin perjuicio de la intervención de la CNMC cuando existan discrepancias entre el titular de la instalación y el gestor de la red, en cuyo caso se abriría un procedimiento de conflicto de conexión cuya resolución determinará el órgano competente en la materia conforme a lo establecido en el artículo 33, la disposición transitoria séptima y la transitoria undécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).

En efecto, la normativa existente (Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre²², y P.O. 12.1²³) prevé que determinadas modificaciones de las condiciones técnicas declaradas por los titulares de las instalaciones de generación y, en su caso, demanda, requerirán una nueva tramitación o actualización de los permisos de acceso, conexión y por tanto del acuerdo o contrato técnico de conexión (en su caso, del contrato técnico de acceso o CTA en la red de transporte). Debe existir una correlación directa entre la consideración como sustancial o exhaustiva de una modificación (con la consiguiente revisión del acuerdo de conexión) y la pérdida de la validez de los permisos de acceso y de conexión. Uno y otro caso comparten una misma causa, y el objetivo perseguido es parejo: Modificaciones relevantes en la configuración de la planta han de tener impacto en acuerdo de conexión y permisos.

4.1.6 Sobre la significatividad (artículo 6)

El artículo 6 de la propuesta de RD establece los criterios para evaluar la “significatividad” de los módulos de generación, que de acuerdo con lo establecido

²² Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica («BOE» de 27 de diciembre).

²³ ‘Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte’, aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 11 de febrero de 2005 («BOE» de 1 de marzo).

en el artículo 5 del Reg 2016/631, se definirá en función del nivel de tensión de su punto de conexión y de su capacidad máxima (equivalente con carácter general a la potencia instalada, en su adaptación a la normativa nacional) de acuerdo con los umbrales que, para cada una de las categorías recogidas en dicho artículo²⁴, se establecen en la presente propuesta.

Estos umbrales, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.3 del mencionado Reglamento, son aprobados por la autoridad regulatoria de cada estado miembro, a partir de la propuesta del gestor de la red de transporte (en el caso español REE). REE tras el estudio desarrollado en los grupos de trabajo ya mencionados para la implementación de los CRC, presentó la propuesta que ha sido la reflejada en el artículo 6 de la propuesta de Real Decreto.

No obstante, la definición de estos umbrales presenta algunas cuestiones abiertas que deberían aclararse en el texto normativo:

Respecto de las instalaciones acogidas a alguna de las modalidades de autoconsumo, convendría especificar que la significatividad de los módulos de generación se determinará atendiendo a la potencia de dichos módulos y al nivel de tensión de la red interior a la que se conecten (que no tiene por qué coincidir con el nivel de tensión al que se conecte el consumidor asociado). De otro modo, podría llegarse al contradios de que una modesta instalación fotovoltaica Tipo A o B pudiera llegar a tratarse con el rigor de un Tipo D, solo porque se sitúe sobre la cubierta de consumidor conectado a una red de tensión igual o superior a 110 kV (por mucho que ocasionalmente pueda verter a la red exterior, algo por otra parte infrecuente en una configuración como la descrita).

Los apartados 2 a 6 de este artículo 6 se dedican a detallar cuándo se considerará la capacidad agregada de un conjunto de módulos de parque eléctrico (MPE), conforme a lo previsto en el expositivo (9) del Reg 2016/631²⁵. Aun admitiendo

²⁴ Dichas categorías se identifican como Tipos A, B, C y D: el Tipo A corresponde a los módulos de generación con punto de conexión a tensión inferior a 110 kV y de menor potencia (hasta 100 kW, en la adaptación que plantea la propuesta), y en el otro extremo el Tipo D corresponde a los módulos de generación punto de conexión a tensión igual o superior a 110 kV y de mayor potencia (más de 50 MW, en la adaptación que plantea la propuesta).

²⁵ Por su relevancia, se reproduce a continuación este '*recital*' (9) en su literalidad:

«La importancia de los módulos de generación de electricidad se debe basar en su capacidad máxima y su efecto en el sistema global. Las máquinas síncronas se deben clasificar según la capacidad máxima de la máquina e incluir todos los componentes de una instalación generadora que normalmente funcionan de forma indivisible, como los alternadores independientes impulsados por las turbinas de gas y vapor independientes de una sola instalación de turbina de gas de ciclo combinado. En una instalación que incluya varias de estas instalaciones de turbinas de gas de ciclo combinado, cada una se debe evaluar según su capacidad máxima y no de acuerdo con la capacidad total de la instalación. Las unidades de generación de electricidad no conectadas de forma asíncrona, si se unen para formar una unidad económica y si tienen un único punto de conexión, se deben evaluar según su capacidad conjunta. Las unidades de generación de

que, por su compleja casuística, se dedique mayor atención al tratamiento de los MPE, cabe señalar que en el texto de la propuesta nada se dice expresamente a propósito de los módulos de generación de electricidad síncronos: Debería indicarse que para estos módulos síncronos se evaluará su capacidad (potencia) conjunta (que no agregada) cuando formen una ‘unidad económica’ (ver más adelante) y compartan punto de conexión. Es más, el apartado 6, el cual trata de las circunstancias en las cuales deberá reevaluarse la significatividad, y que en la propuesta de RD aparece referido solo a los MPE, debería reformularse haciéndolo extensivo a todos los módulos de generación, síncronos o no.

Por otra parte, la propuesta de RD adapta el citado concepto de ‘unidad económica’ introducido por el reglamento y lo adapta a la normativa nacional tomando elementos del RD 413/2014 propios de la ‘agrupación’(aplicable a requisitos de carácter técnico, tomada del artículo 7.c) del citado RD 413/2014)²⁶ y del ‘conjunto de instalaciones’ (aplicable a los efectos de la determinación de la ‘instalación tipo’ y por ende del régimen retributivo específico, tomado del artículo 14.2.b).I del mismo real decreto)²⁷.

4.1.7 Sobre la notificación operacional (artículos 7 a 12)

Sobre la remisión a las Normas Técnicas de Supervisión

El artículo 7 (‘Aspectos generales relativos a la notificación operacional’) regula la confluencia del procedimiento de notificación operacional, recogido en los reglamentos de implementación de códigos de red de conexión, con los procedimientos de autorización y puesta en servicio de las instalaciones de generación y demanda regulados en la normativa española, en lo posible simplificando y eliminando redundancias en la documentación que es necesario aportar en cada una de las fases de dicho procedimiento, y previniendo potenciales faltas de homogeneidad en su aplicación. Además, distingue entre los

electricidad no conectadas de forma síncrona, si se unen para formar una unidad económica y si tienen un único punto de conexión, se deben evaluar según su capacidad agregada.»

²⁶ La propuesta de RD remite en parte a la definición de ‘agrupación’ establecida en el artículo 7 (‘Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos’) del RD 413/2014: «[...] A efectos de lo previsto en este artículo, se define agrupación al conjunto de instalaciones que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o que dispongan de línea o transformador de evacuación común, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación. Del mismo modo, formarán parte de la misma agrupación aquellas instalaciones que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos. La potencia instalada de una agrupación será la suma de las potencias instaladas de las instalaciones unitarias que la integran.»

²⁷ A este respecto, la diferencia entre fechas de inscripción definitivas a la que alude la propuesta (36 meses) debería hacerse extensiva al registro administrativo de autoconsumo, además de al RAIPPE.

requisitos relativos a las notificaciones operacionales de energización, provisional y definitiva²⁸.

De acuerdo con el procedimiento de notificación operacional definido en el capítulo III de la propuesta de RD, para la obtención de las notificaciones operacionales provisional y definitiva ('ION' y 'FON', respectivamente, por sus siglas en inglés) resulta necesario disponer previamente de documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos por los reglamentos de implementación de los códigos de red²⁹.

Con fecha 18 de julio de 2019 se ha publicado la Norma Técnica de Supervisión (NTS) de Generadores³⁰ que permitirá evaluar la conformidad de los módulos de generación de electricidad a los que es de aplicación el Reg 2016/631 conforme a los requisitos técnicos incluidos en la correspondiente propuesta de orden también objeto de este informe. La propia NTS establece que su entrada en vigor coincidirá con la publicación de la regulación del paquete normativo de implementación de los códigos de red. Dicha NTS constituye pues la metodología para acreditación de la conformidad. Por otro lado, la NTS de Demanda, para evaluar la conformidad de los requisitos técnicos definidos en el Reg 2016/1388 se encuentra actualmente en fase de desarrollo y pendiente de aprobación en el seno del correspondiente grupo de trabajo coordinado por el OS³¹.

De acuerdo con lo anterior, y para dotar de mayor coherencia y plena seguridad jurídica al conjunto del procedimiento, se recomienda incluir en esta propuesta de RD otra disposición adicional que haga alusión a la aplicación de dicha norma, y a la obtención del certificado de conformidad emitido por una entidad debidamente acreditada³² para llevar a cabo las simulaciones y ensayos requeridos y que garantice que los procedimientos de evaluación de la conformidad se realicen con el necesario rigor técnico.

²⁸ En los reglamentos de implementación de los códigos de red de conexión se emplean los conceptos de «*notificación operacional de energización*» o «EON», «*notificación operacional provisional*» o «ION», «*notificación operacional definitiva*» o «FON», «*notificación operacional limitada*» o «LON», que deben ser por tanto coherentes con los procedimientos de autorización y puesta en servicio.

²⁹ La evaluación de la conformidad con dichos requisitos es objeto de sendos extensos Títulos IV de los reglamentos de generación y demanda (Reg 2016/631 y Reg 2016/1388, respectivamente), así como del Título VI del reglamento HVDC (Reg 2016/1447).

³⁰ Puede ser consultada en la página web del Sistema de Información del OS (e-SIOS): <https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion> >> 'Supervisión de la conformidad' <https://api.esios.ree.es/documents/517/download?locale=es>

³¹ No se han iniciado aún los trabajos correspondientes a la NTS-HVDC (Reg 2016/1447).

³² En el marco del Reglamento (CE) nº 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008, por el que se establecen los requisitos de acreditación y vigilancia del mercado relativos a la comercialización de los productos y por el que se deroga el Reglamento (CEE) nº 339/93

Sobre la utilización transitoria de la notificación operacional limitada a los efectos de la inscripción en el RAIPEE

La metodología establecida por las NTSs —en particular por la aplicable a los generadores, única publicada a la fecha— requiere la realización de pruebas y simulaciones, algunas de notable complejidad, que permitirán a las entidades acreditadas emitir el correspondiente certificado de cumplimiento de cada requisito. En un contexto de rápido desarrollo de nueva potencia renovable, en su mayoría asíncrona y sometida a exigentes plazos de puesta en servicio (si no porque haya sido adjudicataria de una subasta, por la caducidad de los permisos de acceso y conexión o porque así lo imponga la autorización administrativa o ambiental), compaginar en el calendario el desarrollo de las nuevas pruebas por parte de un número limitado de entidades previsiblemente originará cuellos de botella en la tramitación³³.

Este proceso puede exigir varios meses hasta que el titular de la instalación obtenga el documento acreditativo de conformidad que se requiere, en el caso de la generación, para obtención de las notificaciones operacionales provisional y definitiva y su posterior inscripción (respectivamente, previa y definitiva) en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE)³⁴.

Conforme a lo expuesto, se propone introducir una disposición transitoria que, hasta tanto este procedimiento se haya asentado y convertido en rutinario (por ejemplo 3 años a contar desde la entrada en vigor de la correspondiente NTS), permita realizarla inscripción en el RAIPEE, hasta la certificación de la supervisión de la conformidad requerida por el Reg 2016/631, previa concesión de una notificación operacional limitada ('LON', en sus siglas en inglés) disponiendo de (como máximo³⁵) 12 meses adicionales para obtener la 'FON' y perfeccionar la inscripción definitiva. Si bien la 'LON' no fue pensada para este fin, sino para afrontar posibles averías prolongadas³⁶, puede resultar útil emplearla para salvar

³³ Algo así ocurrió durante un tiempo con motivo de la adopción del P.O. 12.3 ('Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas'), luego aplicable también a las instalaciones solares fotovoltaicas, por encima de un determinado umbral de potencia.

³⁴ En efecto el apartado 6 de este artículo 7 de la propuesta de RD reza como sigue:

«6. En el caso de instalaciones de generación de electricidad será condición necesaria para su inscripción previa en el [RAIPEE] contar con notificación operacional provisional [...].

Asimismo, será condición para su inscripción definitiva en el [RAIPEE] contar con notificación operacional definitiva y, en su caso, informe previo del operador del sistema al que se refiere la letra b) del apartado tercero del presente artículo.»

³⁵ Sin perjuicio de la ampliación excepcional prevista en el apartado 5 del artículo 37 ('Notificación operacional limitada relativa a módulos de generación de electricidad de tipo D') del Reg 2016/631.

³⁶ El artículo 12 de la propuesta de RD, que remite a los artículos 37 y 26 de los Reg 2016/631 y 2016/1388, respectivamente, contempla la solicitud de la notificación operacional limitada *«En caso de avería o pérdida significativa de las capacidades técnicas que impidan el correcto funcionamiento de las instalaciones de generación de tipo D o de instalaciones de demanda o*

esta etapa, de modo que no se demore en exceso la tramitación de las instalaciones, y a la vez se disponga de un documento que acredite qué requisitos han sido ya objeto de certificación, y cuáles todavía no.

Por otra parte, en relación directa con la situación transicional antes aludida, y para minimizar la posibilidad de que la entrada en vigor de esta propuesta normativa constituya inicialmente una barrera de entrada para los agentes, se recomienda incorporar, si no en la propia propuesta al menos en la MAIN que la acompaña, o como respuesta a una más de las 'preguntas frecuentes' formuladas en la web una sucinta guía metodológica de aplicación que detalle flujogramas, la participación de los distintos roles y la documentación que hay que aportar a lo largo de todo el proceso de notificación operacional (informes previos necesarios, plazos y responsabilidades de gestores de redes, titulares y entidades certificadores, etc.)

Sobre el interlocutor único de nudo

La propuesta de real decreto prevé en sus artículos 7 y 8 que en el caso de módulos de generación de energía eléctrica conectados en un punto de la red en el que exista interlocutor único de nudo, determinados trámites relacionados con las sucesivas etapas en el procedimiento de notificación operacional sean llevados a cabo dicho interlocutor único de nudo. A este respecto, se debe suprimir toda alusión a la figura del interlocutor único de nudo (tal y como se ha expresado en varias ocasiones por esta Comisión), ya que no se encuentran regulados ni en esta propuesta normativa ni en ninguna otra norma, detalle alguno sobre su designación o atribuciones en cuanto a funciones, derechos y obligaciones. El papel del interlocutor único de nudo en relación con la coordinación de los distintos promotores conjuntamente afectados por situaciones como pueda ser una energización puede ser suplido adecuadamente hoy día mediante canales de comunicación telemática.

4.1.8 Sobre las excepciones

De acuerdo con lo establecido en el Título V del Reg 2016/631, en el Título V del Reg 2016/1388 y en el Título VII del Reg 2016/1447, se permite a las autoridades reguladoras, a petición del titular de las instalaciones o de los gestores de redes, conceder una o más excepciones debidamente justificadas respecto de las disposiciones de dichos reglamentos.

Para ello, *«Cada autoridad reguladora especificará, previa consulta a los gestores de red, a los titulares de la instalación y a otros interesados que considere afectados, los criterios para la concesión de excepciones [...]»* Dichos criterios deberán ser publicados en su sitio web y notificados a la Comisión Europea, *«que*

distribución conectadas a la red de transporte a las que se les haya concedido una notificación operacional definitiva durante un plazo superior a tres meses [...]»

podrá solicitar a la autoridad reguladora que modifique los criterios si considera que no están en sintonía con el [correspondiente] Reglamento.» Se contempla asimismo la posible solicitud de excepciones por parte de los titulares de las instalaciones o por los gestores de las redes, que podrán en su caso ser concedidas por la autoridad reguladora nacional, tras su tramitación y notificación a la Agencia (Agencia Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía; ACER, por sus siglas en inglés); las excepciones quedarán sometidas a la supervisión de la Agencia, que podría presentar ante la Comisión Europea una recomendación motivada para su revocación.

Teniendo en cuenta que este mecanismo de concesión de excepciones aún no se ha desarrollado, y dado que el articulado de la propuesta de RD no hace mención alguna a él, se recomienda incluir una habilitación normativa, en la forma de otra disposición adicional más, que expresamente prevea su implementación, aunque sea mediante la mera remisión a los correspondientes reglamentos comunitarios.

4.1.9 Sobre la modificación del Real Decreto 413/2014 (Disposición final segunda)

Deben revisarse los valores de umbrales de potencia incluidos en los apartados Cuatro y Cinco de esta disposición final segunda, y en particular los aplicables en los territorios no peninsulares.

Debe suprimirse el apartado Nueve: No tiene sentido anular en la práctica totalidad de los casos (todos los englobados en el ámbito de aplicación del Reg 2016/631) la aplicabilidad de un criterio concreto y asentado de evaluación de la capacidad de acceso, como es el ratio de potencia de cortocircuito —que es, de hecho, el principal factor limitante para el acceso de la generación no gestionable, con independencia de que pueda ser revisado su concreto valor— y reemplazarlo por una remisión genérica a unos criterios de viabilidad de conexión, como son los del Reg 2016/631. Si por “lo anterior” del apartado 9 del Anexo XV del RD 413/2014, la propuesta de RD se refiere solo a los párrafos segundo y tercero de dicho apartado 9, especifíquese.

4.1.10 Sobre la modificación del Real Decreto 738/2015 (Disposición final cuarta)

La disposición final cuarta de la propuesta de RD modifica el RD 738/2015 en los siguientes aspectos:

Flexibilización del despacho por razones medioambientales

La propuesta incorpora limitaciones de funcionamiento de ciertos grupos generadores derivadas del cumplimiento de la normativa medioambiental

europea³⁷ con objeto de flexibilizar el despacho de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP). Las referidas limitaciones se encontrarían condicionadas a la autorización de las mismas por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas (modificación de los artículos 60.3, 69.3 y Anexo X.1 del RD 738/2015)

Mejora del procedimiento de liquidación

La propuesta mejora el procedimiento de liquidación de la compensación de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los TNP en lo que se refiere a la determinación de los costes de generación de las instalaciones categoría A³⁸ y los importes provisionales con cargo a ingresos del sistema eléctrico:

Respecto a los costes de generación de las instalaciones categoría A calculados por el OS, deberán contener —tanto en el cálculo de las liquidaciones provisionales mensuales como en el de la liquidación definitiva— una estimación de los ‘otros costes operativos’ (no relacionados con el combustible ni con la operación y mantenimiento) definidos en el artículo 36 del citado RD 738/2015, los cuales incluyen:

- i) Los costes de peajes de acceso a las redes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre³⁹;
- ii) Los costes de financiación al OS establecidos en las correspondientes ordenes por las que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para cada ejercicio, y
- iii) Los costes de tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre⁴⁰ (Ley 15/2012), a saber: impuesto especial de combustibles e impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (7%).

³⁷ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre, sobre las emisiones industriales.

³⁸ El artículo 2 del RD 738/2015 incluye, dentro de esta categoría a los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

³⁹ Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. El referido peaje tiene un valor fijo de 0,5 € por megavatio hora producido.

⁴⁰ Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Esta Ley creó —entre otros— el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e

Este cambio se logra mediante la modificación del artículo 72.3.a).1º del repetido RD 738/2015. En efecto, el procedimiento de liquidación actual no incorpora dichos costes operativos en el cálculo que efectúa el OS para la determinación de los costes de generación a las centrales categoría A, sino que los mismos se reconocen en la resolución definitiva de cada ejercicio de acuerdo con lo establecido en el antedicho artículo 36.

Respecto a los importes provisionales con cargo a ingresos del SE para pagar la compensación del extracoste, deberán ajustarse a los costes de generación que efectivamente se reconozcan a los grupos generadores en estos territorios. Esto es, los pagos que se hagan a los sujetos de liquidación deberán corresponderse con los costes acreditados de los mismos.

Este cambio se introduce mediante la oportuna modificación del artículo 72.4.b) del RD 738/2015. En efecto, el procedimiento de liquidación actual establece que el importe mensual con cargo al sistema eléctrico se calcula como la diferencia entre el importe del extracoste despachado, acumulado hasta el mes *nº* de liquidación, y la cuantía de la compensación prevista para el extracoste consignada en los PGE correspondientes a esos mismos meses, —con el límite absoluto del 50% del coste previsto de la compensación—. Por tanto, esta formulación combina datos reales y previstos para calcular el importe de los pagos con cargo al sistema por el extracoste que reciben los sujetos afectados.

Debe tenerse en cuenta además que la previsión incluye el 7% del impuesto al valor de la producción, el cual no se incluye en el despacho, aun cuando luego sea objeto de reconocimiento en la liquidación definitiva.

Instalaciones cuya resolución de compatibilidad estaba pendiente

La propuesta soluciona la situación de aquellas instalaciones que son despachadas habitualmente por el OS para cubrir la demanda del sistema pero no tienen derecho a percibir el régimen retributivo adicional por no disponer de resolución favorable de compatibilidad, pese a haberla solicitado ante la DGPEM de acuerdo con lo dispuesto en los apartados 2 y 5 de la disposición transitoria primera⁴¹ de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e

incorporación al sistema de energía eléctrica, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares.

El tipo es único (7%) a aplicar a los ingresos totales obtenidos por cada una de las instalaciones de producción eléctrica. Asimismo, la antedicha ley modificó la Ley 38/1992 en lo que afecta al Impuesto sobre Hidrocarburos y al Impuesto Especial sobre el carbón.

⁴¹ Esta disposición dispone que las plantas categoría A requerirán resolución favorable de compatibilidad para tener derecho a la retribución adicional en los dos siguientes supuestos:

- i) Si a fecha 1 de marzo de 2013 contaban con autorización administrativa pero no estaban inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, y

incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Este cambio se introduce mediante la modificación de la disposición transitoria primera, apartados 3, 3 bis, 4 y 5, del RD 738/2015.

Valoración y consideraciones a las modificaciones del RD 738/2015

Con carácter general, la CNMC valora positivamente las modificaciones del RD 738/2015 que presenta la propuesta encaminadas a lograr una mayor flexibilización del despacho de producción en los sistemas eléctricos de los TNP.

Igualmente, y en lo que se refiere al procedimiento de liquidación, se consideran muy adecuadas las dos modificaciones que se proponen. Respecto a la modificación orientada a ajustar el importe de los pagos para la compensación del extracoste con cargo al SE a los costes acreditados en cada momento por los grupos generadores— esta Sala ya se pronunció favorablemente respecto a la misma con motivo del «Informe sobre el Proyecto de real decreto por el que se regula el consumidor vulnerable de energía eléctrica, el bono social y las condiciones de suspensión del suministro para consumidores con potencia contratada igual o inferior a 10 kW» [IPN/CNMC/009/17⁴²], aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) con fecha 21 de junio de 2017. En dicho informe se advertía de que la formulación establecida por el artículo 72.4 b) del RD 738/2015 —la cual, como se ha expuesto anteriormente, combina datos reales y previstos para calcular el importe de los pagos con cargo al SE— introducía considerables tensiones en los flujos de caja de los sujetos de liquidación, especialmente para los agentes de pequeño tamaño y durante los primeros meses del año, dado que estas plantas están afectas también al procedimiento general de liquidación de las actividades reguladas que establece el artículo 19 ('Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema') de la LSE.

En cuanto a la modificación por la que se incorpora el importe de la retribución por otros costes operativos definidos en el artículo 36 del RD 738/2015 en el cálculo (mensual y anual) efectuado por el OS para determinar los costes de generación de liquidación de las instalaciones categoría A, se indica que la misma se considera también positiva puesto que permitiría garantizar a los sujetos de liquidación la recuperación de casi la totalidad de estos costes en las liquidaciones provisionales de periodicidad mensual, no teniendo que esperar para su compensación a la aprobación, por parte de la DGPEM, de la resolución de la liquidación definitiva de cada ejercicio, tal y como establece el propio artículo 36. Esto es, esta medida permitiría reducir considerablemente el largo periodo de

-
- ii) Si hubieran obtenido autorización administrativa en el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2013 y la entrada en vigor de la Ley 17/2013 y no estuvieran inscritas en el referido Registro administrativo.

Por tanto, estas plantas no tendrán derecho a percibir el régimen retributivo adicional hasta que no dispongan de la referida resolución, percibiendo exclusivamente el precio del mercado.

⁴² <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc00917>

tiempo —en torno a 2 años en el mejor de los supuestos— que actualmente transcurre entre el pago de los costes operativos por parte de los sujetos de liquidación y el reconocimiento de los ingresos por los mismos por la DGPEM.

Ahora bien, sin perjuicio de la valoración favorable de la antedicha modificación, y en lo que se refiere particularmente al Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (el 7%), se advierte que con la redacción propuesta su implementación presenta algunas incertidumbres para su aplicación práctica, derivadas fundamentalmente del hecho de que un reconocimiento provisional mensual de ingresos en concepto de este impuesto por parte del órgano encargado de las liquidaciones (actualmente la CNMC) continuaría condicionado a la acreditación previa de su pago por parte de los sujetos obligados de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36 del RD 738/2015, puesto que la propuesta no modifica su texto a este respecto.

Sobre este aspecto, cabe recordar que el artículo 10 *‘Liquidación y pago’* de la Ley 15/2012 establece un calendario de pagos del referido impuesto del 7% que puede ser único—mes de noviembre posterior al del devengo⁴³ del mismo— o fraccionado —entre el día 1 y el 20 de los meses de mayo, septiembre, noviembre y febrero del año siguiente—. Los pagos fraccionados se calcularán en función del valor de la producción de energía eléctrica en barras de central realizada desde el inicio del periodo impositivo hasta la finalización de los tres, seis, nueve o doce meses de cada año natural, aplicando el tipo impositivo del 7% y deduciendo el importe de los pagos fraccionados previamente realizados. Asimismo, el citado artículo dispone que, cuando el valor de la producción incluidas todas las instalaciones, no supere los 500.000 euros en el año anterior, los contribuyentes estarán obligados a efectuar exclusivamente el pago fraccionado.

Se señala que el precitado calendario de pagos—ya sea único o fraccionado—, permite obtener actualmente a los titulares de instalaciones categoría A los documentos acreditativos del pago del repetido impuesto en tiempo y forma para ser presentados ante esta CNMC en la elaboración de su correspondiente informe sobre el reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los TNP, tal y como exige el artículo 36⁴⁴ del RD 738/2015. Ahora bien, en el supuesto de que se incorporará el coste correspondiente del impuesto del 7% en el cálculo mensual que efectúa el OS para la determinación de los costes variables de generación de estas plantas, este mismo calendario de pagos

⁴³ El artículo 7 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, establece que el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica se devengará el último día del periodo impositivo; esto es, el 31 de diciembre o, en su caso, día de cese de la actividad.

⁴⁴ El artículo 36 del RD 738/2015, de 31 de julio, dispone que *«El impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, sólo se reconocerá una vez acreditado el pago del mismo mediante la presentación, en el supuesto de domiciliación bancaria, del documento de presentación de la autoliquidación y el justificante de pago bancario, y en el caso de adeudo en cuenta, del NRC facilitado por la entidad bancaria que consta en el documento de autoliquidación.»*

imposibilitaría la presentación, ante esta Comisión, de dichos documentos durante el proceso de elaboración de la mayor parte de las liquidaciones provisionales de cada ejercicio, lo cual entrañaría que muchos meses la CNMC estaría reconociendo y pagando por adelantado el valor de un impuesto que no habría sido devengado ni pagado por los sujetos obligados; en el caso del pago único, el adelanto del pago alcanzaría casi el año.

En consecuencia, se considera imprescindible desarrollar y clarificar en profundidad cuál sería el procedimiento de acreditación del pago del impuesto del 7% ante esta CNMC con objeto evitar dudas interpretativas. A este respecto, se propone establecer la exigencia de que los titulares de las instalaciones categoría A se acojan al pago fraccionado del impuesto del 7%, con objeto de que puedan presentar ante la CNMC con carácter trimestral y coincidiendo con el calendario de pagos fraccionados anteriormente expuesto (esto es, a partir de mayo y hasta febrero del año siguiente), los documentos acreditativos del pago del mismo, de forma que no transcurran más de tres meses entre el cobro por parte de los sujetos del liquidación del importe del impuesto y la acreditación de su ingreso. En el supuesto de que no fuesen presentados los referidos documentos, los pagos a realizar por esta CNMC serían suspendidos hasta su presentación. Todo lo cual se indica sin perjuicio de que, según lo expresamente establecido en el referido artículo 36 del RD 738/2015, los titulares de las instalaciones categoría A deberán acreditar también debidamente el pago del impuesto una vez sea efectivo el ingreso por reconocimiento de costes definitivos.

Por otro lado, y sin perjuicio de lo anteriormente expuesto, se indica que la retribución por otros costes operativos debería ser calculada por el OS con base en los importes de los costes incurridos en cada liquidación mensual o anual, ya que son cuantías que conoce en detalle, y no con base en `estimaciones`, tal y como plantea la redacción de la propuesta.

Adicionalmente, dado que las antedichas modificaciones tienen impacto directo en la liquidación, se recomienda que la entrada en vigor se fije para el día 1 del mes siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado («BOE»), tal y como se contempló, por ejemplo, en el propio RD 738/2015.

Por otro lado, y además de los aspectos incluidos en la disposición final cuarta de la propuesta, se insta nuevamente a la exclusión del régimen retributivo específico percibido por las instalaciones de producción a partir de renovables, cogeneración y residuos como parte del extracoste de la actividad de producción en los TNP tal y como solicitó esta CNMC con motivo del *«Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017»* [IPN/CNMC/029/16⁴⁵], aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) con fecha 21 de diciembre de 2016, pues en efecto dicho régimen retributivo no reviste carácter de extracoste, conforme a lo previsto en la LSE.

⁴⁵ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc02916>

En dicho informe se concluía en efecto lo siguiente: *«Siendo esto así, vendrían a ser contrarios a los preceptos citados de la LSE y al propio Real Decreto 680/2014, los preceptos del Real Decreto 738/2015 de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que incluyen como integrantes del extracoste de la actividad de producción en los SENP, los costes de generación de las instalaciones con derecho a retribución específica.»*

Sin perjuicio de anterior, y en lo que se refiere a las instalaciones de generación que tengan reconocido un régimen retributivo específico, se propone asimismo la modificación del procedimiento de liquidaciones regulado en el apartado 1 del artículo 72 del RD 738/2015, según el cual el OS realiza la liquidación de la energía generada por estas plantas en los distintos despachos de producción de los TNP. En particular, la referida disposición establece que el OS liquidará, en primer lugar y a partir de los ingresos obtenidos en cada uno de los citados despachos de producción procedentes de la demanda (comercializadores, consumidores directos etc.), una vez hayan sido descontados aquellos costes que tengan un destino específico (interrumpibilidad, financiación del operador del mercado y del OS, etc.), los grupos generadores que operen en estos sistemas y que no tengan reconocido un régimen retributivo adicional o específico, al precio horario de venta de la energía en dicho sistema aislado. A continuación, el OS liquidará el remanente de ingreso entre las instalaciones de producción que tengan reconocido un régimen retributivo específico o adicional proporcionalmente a su energía generada (no a su derecho de cobro), medida en barras de central.

Por tanto, el citado procedimiento de liquidaciones establece un orden de prelación y reconocimiento de pagos sobre la masa de ingresos de despacho según las instalaciones de generación tengan o no derecho a la percepción de un régimen retributivo —específico o adicional—; en concreto, la secuencia y el reconocimiento de pagos a aplicar por el OS hasta completar la referida masa sería la siguiente:

1. Instalaciones que no tienen reconocido ningún régimen retributivo. El operador les pagaría el precio horario de venta de la energía en dicho sistema aislado de acuerdo con lo establecido en el artículo 8 del RD 738/2015 y,
2. Plantas que tienen derecho a percibir un régimen retributivo adicional o específico. El OS repartiría la masa de ingresos sobrante proporcionalmente a su energía generada y no de acuerdo con los derechos de cobro de las mismas regulados en los artículos 6 (‘Régimen retributivo adicional’) y 7 (‘Régimen económico de las instalaciones con categoría B con derecho a percibir el régimen retributivo específico’) y en la disposición adicional décima (‘Retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con

régimen económico primado otorgado con anterioridad a la entrada en vigor del Real decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de las instalaciones con régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio') del RD 738/2015.

Sobre el procedimiento anteriormente expuesto para las instalaciones que tienen reconocido un régimen retributivo —ya sea adicional o específico—, se advierte que el mismo estará generando inconsistencias y desviaciones entre las cuantías que perciben esas plantas en las liquidaciones mensuales realizadas por el OS y las cuantías que realmente deberían recibir en función de los derechos de cobro que tienen reconocidos en la normativa de aplicación. Con base en la información obrante en esta CNMC, con carácter general habrían percibido importes superiores a sus derechos de cobro durante los años 2015 —meses de septiembre a diciembre— a 2018.

Si bien el referido procedimiento de liquidaciones no acarrea consecuencias económicas de relevancia para las plantas que tienen reconocido un régimen retributivo adicional —debido a que la fórmula de cálculo del importe de la compensación por el extracoste de la actividad de producción para estas plantas se determina como la diferencia entre la cuantía del importe de los derechos de cobro de los sujetos de liquidación y la cuantía liquidada en el despacho de producción por el OS en cada TNP—, sí introduce desvíos económicos para las instalaciones con derecho a la percepción de régimen retributivo específico, debido a que la formulación de la cuantía por compensación a abonar a estos generadores no se determinaría por diferencias, sino que se encontraría definida explícitamente en el RD 413/2014 (el cual impide además que pueda aplicarse una retribución específica negativa).

Por tanto, para estas últimas plantas, los posibles desajustes al alza derivados de la liquidación de la energía a realizar por el OS (la diferencia existente entre los pagos percibidos del OS y los derechos de cobro reconocidos en la normativa de aplicación) nunca se podrían corregir mediante el cálculo de la citada compensación.

En consecuencia, se considera que el procedimiento de liquidaciones expuesto no es adecuado para abonar a los generadores de energía con derecho a percibir régimen retributivo específico. Los pagos a realizar por el OS deben basarse en los derechos de cobro reconocidos a estas instalaciones y no en un reparto íntegro del remanente de la masa de ingresos de despacho de producción proporcional a la energía generada por estas plantas.

Por consiguiente, se propone modificar la redacción del artículo 72.1 del RD 738/2015, cambiando el orden de prelación y el reconocimiento de los pagos a realizar por el OS, de modo que las instalaciones de producción que tengan reconocido régimen retributivo específico perciban la retribución que les corresponda y gocen de la misma prelación que aquellas instalaciones que no

tengan reconocido régimen retributivo ni adicional ni específico. Es decir, los productores con régimen retributivo específico, ahora incluidos en el guion c) del citado artículo 72.1, deben pasar al guion b). Y los que perciben régimen retributivo adicional pueden quedarse donde están, en el guion c, porque para ellos sí es posible realizar una compensación por diferencias, ya sea esta positiva o negativa.

De acuerdo con lo anterior, y con objeto de mantener la unidad y la coherencia del RD 738/2015 y sus disposiciones, debería modificarse en consonancia la definición de extracoste que en el apartado 2 del artículo 71 del RD 738/2015.

Por otro lado, con fecha 1 de agosto de 2019 se publicó en el «BOE» anuncio de la Subdirección General de Energía Eléctrica por el que se da publicidad al trámite de audiencia, entre otras, de la propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación y liquidación y el extracoste de la actividad de producción de las instalaciones con régimen retributivo específico en los TNP desde el 1 de septiembre al 31 de diciembre de 2015, la cual propone aprobar el importe total de la retribución pendiente de cobro —2.296.629 euros— con cargo al sistema eléctrico correspondiente a la liquidación de la energía en el despacho económico en cada TNP realizada por el OS para los citados meses. No se especifica, sin embargo, el desglose de la cuantía correspondiente a cada representante ni a cada unidad generadora. Asimismo, establece que el órgano encargado de las liquidaciones (la CNMC, en virtud de la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio) liquide la referida cuantía con base en la información que obre en su poder y aquella que haya sido facilitada por el OS.

A este respecto, se indica que para lograr la ejecución de la citada propuesta de resolución, y de todas aquellas que se correspondan con ejercicios cuyas facturaciones de medida hayan sido ya cerradas conforme al calendario de liquidación seguido por el OS, se debería proporcionar, además de la cuantía total de la retribución pendiente de cobro o de pago por este concepto, el desglose de dicho importe, al menos, a nivel representante; todo ello con objeto de justificar la ejecución de los cobros o pagos a realizar por esta CNMC en el procedimiento de liquidaciones, así como facilitar el seguimiento y control de dicha ejecución.

5 CONCLUSIONES

Sin perjuicio del contenido de las Consideraciones expuestas con anterioridad, la propuesta 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, 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.

ANEXO: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

CONFIDENCIAL