

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO DE ACCESO Y CONEXIÓN A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.

IPN/CNMC/017/18

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 20 de septiembre de 2018

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre el proyecto de 'Real decreto de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución' (en adelante 'el proyecto'), 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 4 de junio de 2018 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 de Energía, Turismo y Agenda Digital (hoy Ministerio de Transición Ecológica) adjuntando para informe el proyecto, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El 5 de junio de 2018, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima 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 veinte días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, hasta el de 2 de julio de 2018. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe, junto con una síntesis del contenido principal de las mismas, organizada por asuntos.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, (en adelante LSE) ha revisado los fundamentos de la regulación básica del sector eléctrico, abordando en su artículo 33 los aspectos relacionados con el acceso y conexión a las redes de transporte o distribución de energía eléctrica. La disposición transitoria undécima de la citada Ley establece que lo regulado en el citado artículo 33 será de aplicación una vez que entre en vigor el real decreto por el que se aprueben los criterios para la concesión de los permisos de acceso y conexión. El proyecto de real decreto que se informa tiene previsto el desarrollo de la norma prevista en la LSE.

2. EL PROYECTO DE REAL DECRETO.

El proyecto consta de una propuesta, y su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

La mencionada propuesta consta de exposición de motivos y 8 capítulos integrados por 26 artículos, 3 disposiciones adicionales, 3 disposiciones transitorias, una derogatoria, 8 finales y 8 anexos.

El **Capítulo I** se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma; y dedica su artículo 3 a detallar una serie de definiciones de conceptos relacionados con el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución.

El **Capítulo II** establece las consideraciones generales relativas a los procedimientos para la obtención de los permisos de acceso y conexión a un punto de la red; en particular, regula la tramitación conjunta de las solicitudes de permisos de acceso y de conexión y la determinación de un punto de contacto único para agilizar los correspondientes procedimientos.

El **Capítulo III** regula la solicitud de los permisos y los requisitos que ésta debe cumplir, los motivos de inadmisión de las solicitudes presentadas, así como la figura del interlocutor único de posición (hoy interlocutor único de nudo) para las solicitudes en nudo de tensión superior a 36 kV y qué misión desempeña en el procedimiento.

El **Capítulo IV** a su vez está compuesto de dos secciones: la primera regula el procedimiento general y comprende desde el artículo 9 al 17; la segunda contiene los artículos 18 y 19, que establecen el procedimiento abreviado para consumidores o instalaciones de generación con una potencia inferior a 15 kW y las exenciones previstas para la obtención de los permisos de acceso y de conexión. Con respecto al procedimiento general:



- Los artículos 9 a 11 regulan la evaluación sobre la capacidad de acceso y conexión de las solicitudes admitidas que han de realizar los gestores y titulares de la red, así como el análisis de las condiciones técnicas y los presupuestos económicos destinados al cumplimiento de dichas condiciones.
- Los artículos 12 y 13 determinan los sucesivos plazos para el traslado al solicitante y, en su caso, aceptación por este de los resultados de los análisis de la solicitud, así como de las propuestas de condiciones técnicas y económicas de acceso y conexión.
- Los artículos 14 a 17 establecen el contenido de los permisos de acceso y conexión, los motivos por los que pueden ser denegados, la obligación para el solicitante de presentar garantías económicas y cómo proceder en caso de surjan conflictos o discrepancias.

El Capítulo V regula las actuaciones tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión: el contenido del contrato técnico de conexión y la materialización de la conexión en sí, ya sea según el procedimiento general o el abreviado.

El Capítulo VI regula la caducidad de los permisos de acceso y conexión y la prórroga de los mismos.

El Capítulo VII establece sobre los gestores de las redes las obligaciones de información sobre las capacidades existentes en las redes que gestionan, y en lo que atañe al régimen sancionador remite al Título X de la LSE.

En cuanto al resto de disposiciones, se citan a continuación algunas de ellas:

- La disposición adicional primera otorga la consideración de instalaciones planificadas e incluidas en los planes de inversión hasta a un máximo de dos posiciones en cada subestación adicionales a las existentes, siempre que sea técnicamente posible.
- La disposición adicional segunda extiende la posibilidad de obtener una configuración singular de medida a instalaciones distintas de las cogeneraciones.
- Las disposiciones transitorias primera y segunda establecen, respectivamente, la caducidad de los permisos de acceso y conexión tramitados antes de la entrada en vigor del proyecto de real decreto, y el procedimiento de renovación de los permisos concedidos antes de la entrada en vigor de la LSE.
- La disposición final segunda, muy extensa, modifica el Real Decreto 900/2015 de 9 de octubre, en particular en lo que se refiere a la llevanza del registro de autoconsumidores y a las condiciones en las que se podrá desarrollar el denominado 'autoconsumo colectivo'.
- La disposición final tercera introduce dos modificaciones en el Real Decreto 1164/2004, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica:



- La primera modifica el artículo 5.4.5º para permitir medir la generación en baja tensión a aquellos consumidores que se encuentran conectados en media tensión.
- La segunda regula cómo realizar el control de la potencia contratada en los puntos frontera donde se hayan instalado contadores de telegestión.
- La disposición final cuarta modifica un artículo del Reglamento unificado de puntos de medida para garantizar el acceso físico al punto de medida en condiciones adecuadas para la realización de los trabajos de lectura, comprobación, verificación o inspección.
- La disposición final sexta modifica el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, para establecer que podrán retribuirse como soterradas las líneas en suelo urbano o en suelo rural si una normativa estatal o comunitaria obliga a ello.
- La disposición final séptima introduce varias modificaciones en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, para:
 - Establecer que podrán retribuirse como soterradas las líneas en suelo urbano o en suelo rural si una normativa estatal o comunitaria obliga a ello.
 - Establecer que los procedimientos de operación de distribución serán aprobados con rango de orden ministerial.
 - Suprimir la obligación de remisión de presupuesto para las instalaciones nueva extensión de red al distribuidor, el cual sólo deberá remitirse, si existe una petición expresa del consumidor.
- La disposición final octava modifica el artículo 115 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, para precisar, por un lado, qué tipo de modificaciones de instalaciones en tramitación podrán obtener la autorización de construcción sin requerir una nueva autorización administrativa previa, y por el otro qué se entiende por modificación no sustancial, a los efectos de ser eximida de la obligación de obtención de autorización administrativa previa y de autorización de construcción, en desarrollo del artículo 53.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

El proyecto contiene además ocho anexos: Los anexos I y II recogen respectivamente los criterios de valoración de la capacidad de acceso y de la viabilidad de la conexión, y el III regula cuándo es necesario consultar si existe influencia en la red aguas arriba. Los anexos IV y V recogen respectivamente los modelos de contrato técnico de conexión para instalaciones de generación y de consumo, en tanto que los anexos VI y VII regulan respectivamente los modelos de solicitud de conexión para instalaciones de generación y consumo. Finalmente, el anexo VIII establece los criterios para que una instalación sea considerada o no la misma a los efectos de la renovación de los permisos de acceso y conexión.



3. VALORACIÓN GENERAL DEL PROYECTO.

Con carácter general, debe subrayarse que: i) la antigüedad y dispersión de la normativa de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, ii) la necesidad de definir en detalle ciertos aspectos que estaban pendientes de desarrollo reglamentario, así como iii) la inminente caducidad de los permisos de acceso y conexión concedidos con anterioridad a la entrada en vigor de la LSE, hacen necesario abordar el desarrollo reglamentario previsto en la disposición transitoria undécima de la propia LSE para que sea de aplicación su artículo 33, por lo que sin perjuicio de lo mencionado en las consideraciones generales y particulares, se valora positivamente que se haya acometido esta iniciativa.

En concreto, se destacan como mejoras incorporadas por este proyecto los siguientes aspectos, algunos de los cuales habían sido incluidos en informes anteriores sobre acceso y conexión¹, entre ellos, la Propuesta de Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial² elaborada por la CNE, precursora en materia energética de esta Comisión:

- Se elimina la actual precedencia temporal en las redes de distribución de la conexión respecto al acceso. En efecto, en tanto que el artículo 33 de la LSE carecía de aplicación hasta que no se aprobase su correspondiente desarrollo reglamentario, transitoriamente se ha venido aplicando lo dispuesto en el artículo 42.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, que requiere la disponibilidad previa de un punto de conexión a la red de distribución antes de plantear una solicitud de acceso. El proyecto elimina dicha precedencia entre la conexión y el acceso a las redes de distribución, que priva además a la CNMC de conocer las discrepancias relativas al acceso a la red de distribución, a pesar de que la normativa europea en materia de electricidad configura a las autoridades reguladoras nacionales como organismos garantes del acceso a las redes.
- Se suprime el principio de inexistencia de reserva de capacidad de red, según el cual las instalaciones existentes carecen de prelación en el

Informe CNE 034/2011, de 27 de octubre de 2011, solicitado por la Secretaría de estado de Energía sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el 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. https://www.cnmc.es/expedientes/informe-cne-0342011.

¹ Informe CNE 018/2011, de 3 de junio de 2011. sobre el anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, https://www.cnmc.es/expedientes/informe-cne-0182011

² Informe CNE/43/09 Propuesta de Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial, de 22 de abril de 2009, realizada en cumplimiento de la Disposición Adicional Séptima, tres, del Real Decreto 871/2007 de 29 de junio. https://www.cnmc.es/expedientes/cne4309



reconocimiento de acceso con respecto a nuevas instalaciones; dicha inexistencia de reserva de capacidad introduce una incertidumbre en la rentabilidad de los proyectos, tanto nuevos como existentes.

- Se regula la figura del interlocutor único de nudo (ahora llamado 'de posición'), cuya indefinición ha motivado no pocas situaciones de retraso, ineficiencia e indefensión en los solicitantes de acceso y conexión a las redes. Se detallan los criterios para su designación y sus funciones, paliando en parte la indeterminación existente a este respecto.
- Aumenta la flexibilidad en la concesión de permisos de acceso y conexión a la red de transporte, al considerar como instalaciones planificadas hasta un máximo de dos posiciones adicionales en cada subestación existente o planificada, con la finalidad de agilizar la tramitación de dichos permisos y la ejecución de los proyectos vinculados a los mismos.

No obstante, en el caso de dichas posiciones adicionales de reserva en subestaciones existentes, tendrá que analizarse, una vez que pasen a ser posiciones para atender la generación o el consumo, cómo se van a repercutir sus costes al Sistema y cómo esto afecta a la retribución que estaba percibiendo el transportista titular original, dado que las mismas ya han sido retribuidas por inversión desde su puesta en servicio.

- Se obliga a los gestores de redes de transporte y distribución a mantener un registro de los nudos que conforman las redes que operan, así como a publicar en su página web información relativa a dichos nudos, en particular las capacidades de acceso a los mismos.
- Se amplían los supuestos en los cuales los productores de energía eléctrica pueden acogerse a la obtención de los permisos de acceso y conexión mediante procedimiento abreviado, pasando del actual límite³ de 10 kW a 15 kW de potencia instalada.
- Se clarifica la distinción entre los aspectos relacionados con los derechos de acceso y conexión, en línea con lo especificado en el repetido artículo 33 de la LSE.
- Se unifica en un solo procedimiento la solicitud y obtención de los respectivos permisos de acceso y conexión, con la consiguiente reducción de cargas administrativas y agilización de los correspondientes trámites.

-

³ El 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, establece en su artículo 9 un procedimiento abreviado para conexión de instalaciones de producción de energía eléctrica de potencia no superior a 10 kW.



 En relación con la influencia de futuras instalaciones de generación a conectar en un determinado nudo, a efectos de la evaluación de la capacidad de acceso, se utiliza la expresión "instalaciones con permisos de acceso y conexión vigentes", que no alberga posibilidad de interpretación, en lugar del concepto de "instalación comprometida", que figuraba en el artículo 33.2 de la LSE⁴ y cuya indefinición provocaba incertidumbre en la mencionada evaluación de capacidad.

Sin embargo, el proyecto adolece de falta de concreción en ciertos puntos clave relacionados con el proceso de obtención de los permisos de acceso y conexión, y mantiene aspectos tales como los requisitos técnicos sobre el análisis de la capacidad de conexión que permanecen inalterables desde hace más de 30 años y no han sido actualizados con motivo de los correspondientes avances técnicos y regulatorios habidos desde entonces.

En otro orden de cosas, el proyecto, en su disposición final segunda, introduce modificaciones al Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, sobre autoconsumo⁵ (RD 900/2015), básicamente en lo relativo a los aspectos relacionados con los artículos anulados por la Sentencia del Tribunal Constitucional 68/2017, de 25 de mayo de 2017, es decir, el autoconsumo colectivo y los registros administrativos de autoconsumo de las comunidades y ciudades autónomas, lo que merece una valoración positiva. Sin embargo, no se ha realizado la necesaria revisión en profundidad del RD 900/2015, algo que parece imprescindible, toda vez que el número de contratos de autoconsumo realizados bajo esta normativa es de una magnitud insignificante⁶ en relación con los más de 29 millones de puntos de suministro existentes en nuestro país.

Asimismo, si bien la disposición final tercera del proyecto introduce una modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre⁷ (RD 1164/2001), orientada a aclarar cómo se va a proceder a realizar el control de la potencia contratada en los puntos frontera donde se hayan instalado contadores de telegestión, dado que el Plan de Sustitución de contadores finaliza el 31 de diciembre de este año, se considera necesaria una mayor adaptación de la

⁴ "En la evaluación de la capacidad de acceso se deberán considerar además del propio nudo al que se conecta la instalación, todos los nudos con influencia en el nudo donde se conecta la instalación, teniendo en cuenta las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo existentes y las ya comprometidas en dichos nudos."

⁵ Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

⁶ Según el informe INF/DE/058/16 publicado por la CNMC, el número de contratos de acceso acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo hasta el 31 de diciembre de 2016 ascendían a 123. https://www.cnmc.es/expedientes/infde05816

⁷ Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.



normativa existente a las funcionalidades que ofrecen los nuevos equipos de medida.

En este mismo sentido, la disposición adicional tercera del proyecto establece un mandato al Operador del Sistema para que, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del real decreto, remita a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico y, en su caso, de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto⁸ (RD 1110/2007), para adaptarlos a las modificaciones introducidas en el citado RD 900/2015. Al respecto, cabe destacar que las instrucciones que se encuentran actualmente vigentes son las establecidas en la Orden de 12 de abril de 1999, lo que manifiesta la importancia de que las mismas sean sustituidas por unas que se adapten al actual sistema de medidas, no solo en lo que se refiere a la implantación del autoconsumo, sino también a las nuevas funcionalidades de los equipos de medida y al resto de desarrollos normativos que han tenido lugar en los últimos años⁹.

En relación a la disposición final octava sobre la modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre (RD 1955/2000)¹⁰, se valora positivamente la simplificación procedimental realizada en esta propuesta; no obstante, resulta insuficiente dada la necesidad de abordar en profundidad la modificación de todo dicho real decreto, numerosos de cuyos aspectos han quedado obsoletos, en tanto que deben incluirse otros que han ido surgiendo con la evolución del marco regulatorio, todo ello con la finalidad de facilitar la interactuación de los sujetos implicados y eliminar posibles ineficiencias e incoherencias en su aplicación.

4. CONSIDERACIONES GENERALES EN MATERIA DE ACCESO Y CONEXIÓN

4.1 Sobre la competencia de la CNMC para establecer la metodología de las condiciones de acceso y conexión.

El artículo 37.6.a) de la Directiva 2009/72/CE, sobre electricidad atribuye a las autoridades regulatorias nacionales la competencia para establecer las condiciones de acceso y conexión a las redes:

⁸ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

⁹ Han sido ya varias las propuestas de modificación de estas instrucciones técnicas complementarias sucesivamente informadas en su día por la CNE y luego por la CNMC, la última vez con ocasión del informe INF/DE/019/16, aprobado con fecha 21 de abril de 2016: https://www.cnmc.es/expedientes/infde01916.

¹⁰ 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.



"Las autoridades reguladoras se encargarán de fijar o aprobar, con la suficiente antelación respecto de su entrada en vigor, como mínimo las metodologías utilizadas para calcular o establecer las condiciones para: a) la conexión y el acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución o sus metodologías."

Las condiciones de acceso y conexión incluyen los derechos y obligaciones de los sujetos que acceden a las infraestructuras y de los operadores de las mismas, la forma de solicitar, asignar y contratar el acceso, así como las reglas de utilización de los sistemas. En particular:

- Las condiciones técnicas de la conexión (relacionadas con la seguridad y fiabilidad de la red): Ello implica, al menos, la determinación de los criterios para la instalación de las infraestructuras, equipos o aparatos de conexión que permitan hacer efectivo el acceso a la red (parámetros técnicos del punto de conexión, características de las líneas de conexión y ordenación de los trabajos para conectarse a la red).
- Las condiciones económicas de la conexión (determinación de costes y su distribución): Ello implica, al menos, la determinación de los criterios para la valoración de los costes de la conexión, para su documentación en presupuestos, y para su distribución entre los sujetos involucrados.
- Las condiciones del acceso (existencia o no de capacidad): Determinación de los criterios técnicos para su definición y valoración.
- Los motivos para la denegación del acceso y conexión: Explicitación de los mismos.
- La materialización del acceso y conexión en un documento contractual: Establecimiento de los distintos modelos técnicos de contratos.
- La publicación y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión: Definición de las obligaciones informativas de los gestores de redes de transporte y distribución.

Desde la perspectiva europea, las condiciones de acceso y las correspondientes tarifas son un elemento indispensable para asegurar la creación del mercado único de electricidad, asegurando la no discriminación entre usuarios. En este sentido, la regulación del acceso de terceros a las infraestructuras implica necesariamente el reconocimiento de una retribución regulada de las infraestructuras y de los operadores, que se cubren con cargo a las correspondientes tarifas, siendo, por ello, competencia de las autoridades reguladoras.

En el marco del procedimiento de infracción nº 2014/2186, el dictamen motivado de la Comisión Europea razona que, al concederse al Gobierno —por parte de las Ley 24/2013, del Sector Eléctrico (y también de la Ley 34/1998, del Sector de



Hidrocarburos)— competencias en la fijación de las condiciones de acceso y conexión, se están vulnerando las Directivas.

El cumplimiento de la normativa europea exige, por tanto, una reordenación de las competencias en materia de acceso y conexión, para su correcta asignación a la CNMC. En este contexto competencial es en el que debe entenderse el presente informe.

De hacerse efectiva una redistribución de competencias entre el Gobierno y la CNMC en materia de acceso y conexión a las redes eléctricas, el proyecto ahora informado debería releerse a la luz de ese nuevo escenario. En todo caso, se considera que entre los elementos que constituirían la metodología para establecer las condiciones de acceso y conexión propiamente dichas, estarían, al menos, los criterios técnicos y económicos, los motivos para su denegación, el contenido mínimo de los contratos, y las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión en los términos que se ha señalado anteriormente.

Todos estos aspectos deberían ser regulados por la CNMC a través de la correspondiente Circular.

4.2 Sobre el carácter vinculante del informe de la CNMC en la resolución de conflictos de conexión de competencia autonómica.

De conformidad con lo indicado en el preámbulo de la LSE, así como en el artículo 33 de la misma, el acceso queda definido como el derecho de uso de la red (es decir, el derecho a usar la red para evacuar energía —caso del acceso del generador—, o el derecho a usar la red para recibir energía —caso del acceso a la red del consumidor—); su otorgamiento depende de la existencia de capacidad suficiente en la red para hacer transitar la energía de que se trata (la energía que se evacúa o que se suministra). Por su parte, la conexión implica el acoplamiento eléctrico, y su otorgamiento se hace depender del cumplimiento de las condiciones técnicas, económicas y de seguridad aplicables a las instalaciones que se han de realizar para llevar a cabo dicho acoplamiento.

Cabe destacar que el acceso (que es la figura que otorga el derecho de uso de la red) queda salvaguardado a través de la intervención del organismo regulador: "La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución" (artículo 33.3 de la LSE.)

Asimismo, como ya ha sido señalado, se elimina la actual precedencia temporal en las redes de distribución de la conexión respecto al acceso. En efecto, en tanto que el citado artículo 33 de la LSE carecía de aplicación hasta que no se aprobase su correspondiente desarrollo reglamentario, transitoriamente se ha venido



aplicando lo dispuesto en el artículo 42.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que requiere la disponibilidad previa de un punto de conexión a la red de distribución antes de plantear una solicitud de acceso. El proyecto elimina dicha precedencia entre la conexión y el acceso a las redes de distribución, que privaba además a la CNMC de conocer las discrepancias relativas al acceso a la red de distribución.

En este contexto, para resolver las discrepancias en materia de conexión, considerando que se trata de una figura vinculada a las instalaciones que se han de realizar para llevar a cabo el acoplamiento físico, se tiene en cuenta la competencia para autorizar las instalaciones afectadas: "Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las instalaciones de transporte o distribución de competencia de la Administración General del Estado se resolverán por la Comisión Nacional de los Mercados v la Competencia. Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación permiso de conexión a las redes cuya autorización sea de competencia autonómica se resolverán por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho informe tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado. (artículo 33.5 de la LSE.)

Este precepto es íntegramente reproducido por el artículo 17.5 del proyecto de Real Decreto. La literalidad del precepto pudiera dar a entender que dicho informe es preceptivo en todas y cada una de las discrepancias existentes en relación a los permisos de conexión para instalaciones cuya autorización sea de competencia autonómica, lo que conllevaría un aumento de cargas administrativas y demora en los plazos, con las consecuencias indeseadas de retrasos e ineficiencia de los procesos de resolución de conflictos de conexión.

Por todo ello, se recomienda precisar, con ocasión del proyecto de Real Decreto, que la emisión de informe por parte de la CNMC debe limitarse a los supuestos en que, según la Ley, es vinculante, es decir, cuando en la discrepancia se afecte, de algún modo, a lo relativo a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado. Esta precisión permitiría salvaguardar al mismo tiempo las competencias autonómicas de resolución de los conflictos de conexión y las competencias estatales en materia de régimen económico que han de residenciarse en la CNMC al tiempo que no incida negativamente en los procedimientos de resolución de conflictos de conexión.



4.3 Sobre la renovación de los permisos de acceso y conexión concedidos.

De conformidad con lo especificado en la disposición transitoria octava de la LSE, el artículo 33 de la propia ley establece la caducidad de los permisos de acceso y conexión para las instalaciones que no hubieran obtenido acta de puesta en servicio en el plazo de cinco años desde su obtención. Asimismo, se determina la caducidad de dichos permisos para las instalaciones ya construidas y en servicio que cesen en el vertido de energía a la red por un periodo superior a tres años por causas imputables al titular distintas del cierre temporal.

El proyecto modifica el plazo establecido por ley mediante la posibilidad de renovación de los permisos, por lo que se considera que dicha modificación, que es urgente, debería realizarse mediante una disposición de rango normativo equivalente.

En relación con las caducidades de los permisos de acceso y conexión, se considera razonable ofrecer a aquellos promotores que no hubieran obtenido autorización de explotación en un periodo de cinco años desde la obtención de los permisos, la oportunidad de renovarlos para finalizar sus trámites, de forma que se asegure la finalización rápida del mayor número de proyectos de generación renovable en tramitación. Sin embargo, una prórroga excesivamente larga podría ocasionar que ciertos nudos permanecieran acaparados por proyectos que finalmente no se llevaran a cabo, con el consiguiente efecto negativo sobre la competencia al cerrar el paso a posibles nuevos promotores. Por ello, se considera más adecuado que la renovación de los permisos se otorgue por un plazo lo más corto posible y no más allá de la mitad del plazo inicial, es decir, 30 meses.

Por otra parte, obviando la solicitud de los correspondientes trámites, el único requisito exigido para la renovación es meramente económico (el proyecto menciona una garantía económica adicional por valor de 3 veces la establecida en el RD 1955/2000). Se echa en falta en la solicitud de renovación algún requisito adicional relativo al cumplimiento de hitos administrativos que confirmen que el proyecto tiene visos de llevarse a cabo. Podrían incorporarse hitosanálogos a los solicitados a los adjudicatarios de las subastas de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

Se considera que ambos aspectos (el plazo de prórroga excesivo, y la falta de requisitos administrativos vinculados al grado de avance del proyecto) deben ser ajustados con objeto de que la renovación de permisos de acceso y conexión no tengan un efecto negativo sobre la competencia y la extensión no se convierta en un negocio especulativo de acaparamiento de capacidades y reventa de puntos de conexión en detrimento de promotores con proyectos viables.



4.4 Sobre la figura del interlocutor único de posición.

El interlocutor único de nudo es mencionado en el punto 4 del Anexo XV¹¹ del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio¹²; actúa en representación de los generadores para tramitar de forma conjunta y coordinada las solicitudes de acceso y conexión a las instalaciones de transporte. No se encuentra en el real decreto mencionado, ni en ninguna otra norma, detalle alguno sobre su designación o atribuciones.

Es necesario destacar que, hasta la fecha, el papel de interlocutor único de nudo es asumido por alguna de las empresas promotoras de nuevas instalaciones de generación que prevén acceder a dicho nudo, con el consiguiente riesgo de incurrir un posible conflicto de intereses.

Ambas circunstancias (la falta de regulación en sus funciones y su interés concurrente con el de otros promotores a los que representa), han propiciado en ocasiones un uso inadecuado de su labor de coordinación, provocando un funcionamiento ineficiente del procedimiento de acceso y conexión a la red de transporte, conocido por esta Comisión a través de diversas comunicaciones y solicitudes de resolución de conflictos de acceso a la red.

En el proyecto que se informa, se amplía el número de casos en los que interviene esta figura (denominada ahora interlocutor único de posición), pasando de ser utilizada exclusivamente para el proceso de acceso y conexión a las redes de transporte, a ser considerada también para la coordinación de cualquier solicitud de acceso y conexión de instalaciones de generación en nudos de tensión superior a 36 kV, por lo que entraría a formar parte del proceso de acceso y conexión a numerosos puntos de las redes de distribución.

Debe subrayarse que el mantenimiento de esta figura —en la MAIN del proyecto se indica que se define y se regula "con el fin de optimizar la utilización de las redes de transporte y distribución y de minimizar el impacto ambiental"— no parece lo suficientemente justificado y no se encuentran ventajas relevantes a la misma respecto de otros métodos más ágiles, como pudiera ser algún tipo de plataforma informática mediante la cual los gestores de las redes actuaran mediante un único procedimiento que permitiera a cada solicitante seguir el estado de sus peticiones y las del resto de un modo transparente.

Por ello, la figura de interlocutor único de posición no parece la más adecuada para la pretendida optimización de las redes. En este sentido, no se considera

[&]quot;4. Cuando varios generadores compartan punto de conexión a la red de transporte, la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, ante el operador del sistema y transportista, así como la coordinación con este último tras la puesta en servicio de la generación, deberá realizarse de forma conjunta y coordinada por un Interlocutor Único de Nudo que actuará en representación de los generadores, en los términos y con las funciones que se establezcan."

¹² 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.



necesaria su existencia. Más aun, se valora negativamente la ampliación de su ámbito de actuación a cualquier nudo superior a 36 kV.

En el caso de que se mantuviera la propuesta de regulación del interlocutor único de posición, se considera conveniente una mayor concreción en s sus atribuciones, de forma que, por una parte, se elimine cualquier atisbo de arbitrariedad y por otra, se limite su actividad estrictamente a los aspectos administrativos relativos a coordinación de tramitaciones de acceso y conexión, agrupación de información e interlocución con los gestores y titulares de redes de transporte y distribución.

La LSE enfatiza que la facultad de conceder el permiso de acceso o conexión está reservada a los gestores de la red y que no puede ser atribuida a un tercero: El artículo 33 de la LSE establece en su apartado 2 que "El permiso de acceso será otorgado por el gestor de la red de transporte cuando el punto de conexión a la red esté en la red de transporte o por el gestor de la red de distribución cuando el punto de conexión a la red esté en la red de distribución." Asimismo, el apartado 4 del citado artículo determina que "el permiso de conexión será otorgado por la empresa transportista o distribuidora titular de la red en que se encuentre el punto para el que se solicita el permiso de conexión". Adicionalmente, en el apartado 6 del mismo artículo se remarca que "En ningún caso podrán establecerse por los sujetos responsables otros mecanismos diferentes de los previstos en los apartados 2 y 4 de este artículo para el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión o para la priorización en el otorgamiento de los mismos".

Por lo tanto, el gestor de la red de transporte o distribución no puede eludir una responsabilidad que la Ley le atribuye en exclusiva, a saber, la del otorgamiento de los correspondientes permisos de acceso y conexión. La emisión de dichos permisos conlleva, entre otras acciones, la toma de decisiones sobre los proyectos a los que se concederán y sobre aquellos a los que se les denegarán, por lo que tales decisiones no pueden ser dejadas ni siquiera parcialmente en manos de un tercero que además tiene intereses tan legítimos como particulares en el propio proceso de acceso y conexión en el cual actúa como interlocutor.

Sin embargo, en el artículo 4.3 del proyecto, se menciona que el interlocutor único de posición "procurará la adopción de acuerdos entre los solicitantes para alcanzar las capacidades máximas de las posiciones", por lo que aparentemente se estaría dando cabida a que el gestor de la red se limitase a establecer una capacidad máxima y que la elección de las instalaciones a las que se concediera el acceso recayera sobre un acuerdo auspiciado por la figura del interlocutor único de posición. Se considera que dicha práctica sustraería facultades legalmente reservadas al gestor de la red, por lo que se recomienda abstenerse de atribuir dichas funciones a la figura del interlocutor único de posición.

En este mismo sentido debería ser revisada la influencia que se otorga al interlocutor único de posición en el artículo 8.4 del proyecto, en relación con los motivos de denegación de tramitación de nuevas solicitudes de acceso y



conexión. En especial, debe rechazarse que el interlocutor único de posición pueda negarse a tramitar una solicitud de acceso y conexión por inexistencia de capacidad suficiente, tal como se establece en el punto iii) del citado artículo 8.4. Esta función corresponde en exclusiva al gestor de la red, que en modo alguno puede delegarla. Los motivos por los que el interlocutor podría negarse a tramitar una solicitud de acceso y conexión deberían circunscribirse estrictamente a la ausencia de parte de la documentación necesaria.

En el caso de mantener el papel otorgado al interlocutor único de posición en el procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red, sería aconsejable que el proyecto contemplase explícitamente la posibilidad de interposición de un conflicto de acceso o de conexión contra el propio interlocutor único de posición, de modo que se otorguen las suficientes garantías a las partes afectadas ante una discrepancia motivada por la actuación de esta figura.

Por otra parte, el artículo 8.5 del proyecto establece el "criterio de prelación temporal por fecha de admisión de solicitud" como clave en el orden de resolución de solicitudes por parte de los gestores de red. En concordancia con lo expuesto, debe garantizarse que el interlocutor único de posición, además de gestionar las solicitudes respetando dicha prelación (tal como figura en el artículo 8.2 del proyecto) no puede ejercer influencia alguna en la misma. A tal efecto, sería recomendable que el mencionado artículo 8.5 estableciese como fecha de admisión de la solicitud la de recepción por parte del interlocutor único de posición.

En cualquier caso, de mantenerse la relevancia que otorga el proyecto al interlocutor único de posición, dicha figura debería estar dotada del suficiente soporte legal, recogiéndola en una norma con rango de ley, como ocurrió en su momento con la del gestor de cargas, hoy incluida en la LSE y revestida de la naturaleza de sujeto mediante la inclusión de un guion adicional en su artículo 6.1.

Por último, sería conveniente regular todos los supuestos en los que un determinado interlocutor único de posición puede perder tal condición, incluyendo la renuncia o desistimiento del mismo.

4.5 Sobre el desequilibrio entre la relevancia que otorga el proyecto a las instalaciones de producción frente a las de consumo.

El objeto del proyecto hace referencia al procedimiento de solicitud y obtención de los permisos de acceso y conexión a un punto de las redes de transporte y de distribución, por parte de productores, distribuidores y consumidores, incluyendo a todos estos sujetos en el ámbito de aplicación del mismo. Sin embargo, según se profundiza en los distintos detalles de la norma, se observa una asimetría entre el peso relativo de lo especificado para los productores, por una parte, y para los consumidores por otra. Existen aspectos que no aplican o se echan en falta para el consumo, complicando el proceso para solicitudes de consumo pequeñas.



En este sentido, en el Capítulo V del proyecto, referente a las actuaciones tras la obtención de los permisos de acceso y conexión a un punto de la red, se exige la firma de un contrato técnico de conexión a la red que, en el caso de los pequeños consumidores, sería equivalente al contrato de acceso a la red ya existente, por lo que la nueva exigencia no aporta ningún beneficio y, por el contrario, complicaría la tramitación de estos expedientes, que suponen un volumen importante respecto del total de nuevas solicitudes.

De la misma manera, al objeto de simplificar el proceso en este tipo de solicitudes, debería ampliarse el umbral de aplicación del procedimiento abreviado de conexión de instalaciones, incluido en el artículo 22 del proyecto, a consumidores de hasta 100 kW en Baja Tensión (el proyecto lo limita a 15 kW), manteniendo la coherencia con la normativa vigente en materia de acometidas, de tal forma que se corresponda con aquellas solicitudes cuyo régimen de acometidas se establece a baremo.

Por otro lado, el Capítulo VII del proyecto, relacionado con la caducidad y renovación de los permisos de acceso y conexión, hace referencia exclusiva a la generación, pero no resuelve, por ejemplo, los casos de solicitudes de consumo relevantes que se dilatan en el tiempo sin materializar la conexión.

5. CONSIDERACIONES PARTICULARES EN MATERIA DE ACCESO Y CONEXIÓN

A continuación, se realizan una seria de consideraciones en materia de acceso y conexión particularmente relacionadas con los aspectos que, como se ha señalado anteriormente, entrarían a juicio de esta Comisión dentro de las competencias de la Autoridad Nacional de Regulación relacionadas con la fijación de las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución.

5.1 Sobre el (confuso) concepto de "capacidad de conexión".

Cabe destacar que tanto por lo especificado en el artículo 33 de la LSE como por las consideraciones realizadas al respecto por la jurisprudencia en diversas sentencias¹³, el acceso queda definido como el *derecho de uso* de la red (básicamente, el derecho a usar la red para evacuar energía —caso del acceso del generador—, o el derecho a usar la red para recibir energía —caso del acceso a la red del consumidor—); su otorgamiento depende de la existencia, o no, de capacidad suficiente en la red para hacer transitar la energía de que se trata (la energía que se evacúa o que se suministra).

¹³ Entre otras, las Sentencias de la Audiencia Nacional (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 4ª) de 30 de noviembre de 2011 (recurso 249/2011) y de 29 de mayo de 2013 (recurso 475/2011).



Por su parte, la conexión implica el *acoplamiento eléctrico*, y su otorgamiento se hace depender del cumplimiento de las condiciones técnicas, económicas y de seguridad aplicables a las instalaciones que se han de realizar para llevar a cabo dicho acoplamiento.

Adicionalmente, y en esta misma línea, en el mencionado artículo 33 de la LSE, el término "capacidad" queda circunscrito a la "capacidad de acceso", de modo que "La concesión de un permiso de acceso se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico establecidos reglamentariamente por el Gobierno. La aplicación de estos criterios determinará la existencia o no de capacidad de acceso [...]". Es claro que la LSE establece que la capacidad de las redes de transporte y distribución debe analizarse exclusivamente desde la perspectiva del acceso, no de la conexión.

Sin embargo, en numerosos artículos del proyecto se hace referencia a la "capacidad de conexión", estableciendo una cierta gradación de la mayor o menor posibilidad de la red para hacer transitar la energía evacuada o recibida, valoración que la LSE reserva para el concepto de acceso. Esto es inconsistente con el propio concepto de conexión, cuyo permiso según el artículo 33.4 de la LSE "sólo podrá ser denegado por imposibilidad técnica, por cuestiones de seguridad de las personas, por no existir la instalación de red donde se solicita el punto de conexión y no estar contemplada la instalación en la planificación vigente de la red de transporte o en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado, o por falta de espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias". En consecuencia, la citada valoración de "capacidad de conexión" estaría modificando el sistema legalmente establecido de análisis de la capacidad de red.

De acuerdo con lo anterior, en adelante se utilizará el término "viabilidad de conexión", en lugar de "capacidad de conexión", desvinculando del mismo cualquier valoración relacionada con la capacidad.

En este mismo sentido, en el Anexo II se especifican los criterios que deben considerarse para "valorar la capacidad de conexión a un punto de red", estableciendo parámetros que permiten dilucidar la "potencia simultánea máxima que puede inyectarse en un nudo concreto" de la red. Estos criterios se compadecen mejor con la definición de acceso, por lo que se incluirán en el Anexo I "Valoración de la capacidad de acceso", manteniendo en el Anexo II únicamente los aspectos relativos a la viabilidad física y técnica de la conexión de la instalación a las redes.

5.2 Sobre los criterios técnicos de valoración de la capacidad.

Los criterios técnicos para valorar la capacidad de acceso en un punto de las redes de transporte y distribución ante las nuevas instalaciones que pretendan



conectarse han permanecido invariables, mientras que la experiencia acumulada en el desarrollo de algunas de las tecnologías que concentran gran parte de las solicitudes de acceso ha permitido dar un notabilísimo salto tecnológico que ha mejorado sustancialmente su comportamiento precisamente desde el punto de vista de los citados "criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica".

En efecto, en el apartado 3.b.3 del Anexo II del proyecto, en relación con la determinación de la capacidad en un punto de la red para una instalación de generación, se establece como límite para la potencia máxima que puede inyectarse el 50% de la capacidad de la línea en el punto de conexión, en el caso de las líneas, y el 50% de la capacidad de transformación, en el caso de subestaciones y centros de transformación. Asimismo, se establece como límite para la generación no gestionable conectada a tensión superior a 1 kV, el 5% (1/20) de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

El establecimiento de los mencionados valores máximos surgió en una época en que las energías renovables no hidráulicas eran residuales y empleaban tecnologías inmaduras, y, por ende, el regulador establecía los correspondientes procedimientos de prudencia, orientados exclusivamente a salvaguardar la seguridad del sistema. Estos mismos valores ya figuraban en la Orden¹⁴ de 5 de septiembre de 1985, del Ministerio de Industria y Energía y se han mantenido a lo largo de más de 30 años, en las sucesivas normativas, tales como el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, el Real Decreto 436/20014, de 12 de marzo, el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, y el vigente Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

La normativa vigente, así como también el proyecto, exigen una valoración individualizada para cada solicitud, por lo que tanto la potencia máxima que puede inyectarse por la instalación en la correspondiente línea, subestación o centro de transformación, como la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión, deben ser tenidas en cuenta en cada caso concreto, analizando de forma pormenorizada la situación zonal, el consumo en el área correspondiente, etc.

Por ello, los mencionados límites genéricos, referidos a la capacidad de líneas y transformadores, así como a la potencia de cortocircuito, que no tienen en cuenta las prestaciones de los modernos equipos de generación (aun cuando algunas de dichas prestaciones son impuestas por la propia normativa), ni evalúan en detalle la topología de cada situación, serán relajados, pues de lo contrario podrían eliminar de forma automática e insuficientemente justificada solicitudes que, revisadas en detalle, debieran ser admitidas. Los criterios genéricos referidos al 50% de la capacidad y el 5% de la potencia de cortocircuito serán reemplazados

-

¹⁴ Orden de 5 de septiembre de 1985, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.



por otros menos exigentes, dejando para un análisis más fino la valoración específica de la existencia o no de capacidad de acceso.

El mantenimiento de dichos límites provocaría o bien un sobredimensionamiento de las redes, o bien una infrautilización de las mismas, circunstancias ambas onerosas para el consumidor final, y supondría una barrera de facto para el acceso y conexión de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica.

5.3 Sobre el criterio de prelación temporal.

El proyecto especifica en su artículo 8 que cuando existan varias solicitudes de acceso y conexión para un mismo nudo, se aplicará un criterio de prelación temporal, por fecha de admisión de solicitud, sin que pueda ser resuelta favorablemente ninguna de ellas hasta haber resuelto todas las anteriores. Con ello, convierte dicho criterio en un elemento clave para la concesión de los correspondientes permisos de acceso y conexión, y subraya la importancia que tiene el hito "fecha de admisión de solicitud" como factor determinante en su consecución. Por ello, se considera que el proyecto debería determinar de forma inequívoca dicha fecha para todos los implicados en el proceso de solicitud y concesión de los permisos de acceso y conexión.

En concreto, el artículo 7 detalla los motivos de inadmisión de las solicitudes de permisos de acceso y conexión. A este respecto, se considera necesario especificar en detalle cuáles son los criterios mínimos que determinan que la solicitud inicial se considera completa a los efectos de la repetida fecha de admisión, y cuáles son las carencias o defectos que se estiman subsanables sin que se requiera una nueva solicitud con una nueva fecha de presentación.

Por otra parte, en ese mismo artículo 7 se conceden 15 días desde la presentación como plazo máximo para que el titular de la red notifique al solicitante la admisión, inadmisión o necesidad de subsanación y se indica asimismo que la falta de notificación implica la admisión de la solicitud, pero no se detalla de forma clara el momento preciso que debe considerarse como fecha de admisión de solicitud.

En este mismo sentido, el artículo 8 establece la obligación de que el interlocutor único de posición traslade al titular de la red la solicitud de un nuevo peticionario desde la recepción de dicha solicitud, pero no se especifica si la fecha de admisión de solicitud se refiere a la primera recepción de la misma por parte del interlocutor único de posición o a la recepción por parte del titular de la red.

Adicionalmente, los artículos 59 bis y 66 bis del RD 1955/2000 regulan lo relacionado con la garantía económica que deben presentar los solicitantes de acceso a las redes de transporte y distribución, y en dichos artículos se especifica que el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación debe remitir al operador del sistema comunicación de la adecuada presentación de la garantía por parte del solicitante, por lo que se hace necesario clarificar cómo influye la fecha de dicha remisión en el criterio de prelación temporal.



En definitiva, se hace necesario una precisión detallada de los criterios de la solicitud que dan derecho a la prelación, una mejora de la regulación de las garantías económicas y de los hitos temporales de los proyectos admitidos, como se desarrolla más adelante, para minimizar los efectos negativos sobre la competencia y garantizar la eficiencia del criterio de prelación temporal de las solicitudes de acceso y conexión.

5.4 Sobre la adecuación a los Códigos de Red de Conexión (CRC) europeos.

El proyecto menciona en su artículo 15.2 como uno de los motivos de la denegación del permiso de conexión, el "Incumplimiento por parte del solicitante de los requisitos de conexión establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión de 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda o en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión de 26 de agosto de 2016 por el que 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".

Más allá de dicha referencia, no se encuentra en el proyecto ninguna otra a los Códigos de Red de Conexión, los cuales establecen un conjunto de normas y requisitos para la conexión a la red que, al ser dispuestos mediante sendos reglamentos (UE), resultan de aplicación directa y obligado cumplimiento en el conjunto de la Unión Europea, sin necesidad de transposición por parte de los Estados miembros. Estos reglamentos, sin embargo, dejan cierto margen a la subsidiariedad para la determinación a nivel nacional de aspectos tales como la definición o aclaración de ciertos conceptos y la correspondencia entre documentos considerados en los reglamentos y en las disposiciones de ámbito nacional que garanticen la coherencia entre ambas normativas.

El proyecto que se informa es una buena oportunidad para regular los aspectos derivados de la implementación de los reglamentos mencionados, o al menos para hacer referencia a los mismos mediante alguna disposición adicional, con objeto de una ulterior incorporación a la normativa estatal.

5.5 Sobre el concepto de "potencia" en la solicitud y emisión de los permisos de acceso y conexión.

El concepto de potencia instalada, tal como se define en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014. de 6 de junio¹⁵, es una de las características más relevantes

¹⁵ En dicho artículo se define potencia instalada como:

[&]quot;La potencia instalada se corresponderá con la potencia activa máxima que puede alcanzar una unidad de producción y vendrá determinada por la potencia menor de las especificadas en la



de las instalaciones de generación, no solo a efectos de su inscripción en los registros administrativos correspondientes, sino también, dentro del ámbito de aplicación del proyecto, determinando qué instalaciones pueden acogerse al procedimiento abreviado de conexión, o cuándo una petición de acceso en la red de distribución puede tener influencia en las redes de transporte o en otras redes de distribución ubicadas aguas arriba.

Sin embargo, en la solicitud de permisos de acceso y de conexión para productores, contemplada en el artículo 6 del proyecto, no se menciona dicha potencia instalada, sino la potencia pico y la nominal.

Asimismo, en el artículo 18 del proyecto, donde figura el procedimiento abreviado para la obtención de los permisos de acceso y conexión, a pesar de que el parámetro para que los productores puedan acogerse a dicho procedimiento es la potencia instalada –que no debe exceder de 15 kW-, entre la documentación que debe presentar el solicitante no figura la potencia instalada, sino la nominal.

Por otra parte, en lo que respecta a la emisión de los permisos de acceso y conexión, contemplada en el artículo 14 del proyecto, no se menciona ninguna de las anteriores potencias, sino únicamente la "capacidad de acceso otorgada".

Por todo ello, a efectos de que tanto las solicitudes como los permisos aludan a un mismo concepto inequívoco, se considera que el concepto de potencia instalada debe figurar en los artículos mencionados.

5.6 Sobre los criterios para considerar que una instalación es la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión.

El artículo 15.3 del proyecto especifica como uno de los posibles motivos de denegación de los permisos de acceso y conexión la modificación de ciertas características de la instalación respecto de las informadas inicialmente en el momento de efectuar la solicitud de los permisos. En este sentido, en el Anexo VIII del proyecto figuran las características que deben permanecer invariables con objeto de determinar si una determinada instalación a la que le fueron concedidos permisos de acceso y conexión sigue siendo la misma que posteriormente solicita la renovación de los citados permisos.

Debe tenerse en cuenta que en ambos casos el proyecto establece que la modificación de dichas características se considerará motivo suficiente para la

placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie, o en su caso, cuando la instalación esté configurada por varios motores, turbinas o alternadores en paralelo será la menor de las sumas de las potencias de las placas de características de los motores, turbinas o alternadores que se encuentren en paralelo.

En el caso de instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente."



denegación bien de los permisos, bien de su renovación. Por ello, estos criterios que determinan la invariabilidad de una instalación deben ser analizados en detalle.

En primer lugar, uno de estos criterios establece que la instalación no podrá considerarse como la misma si existe una variación de potencia. En el artículo 15.3 no se determina cuantitativamente dicha variación, en tanto que el Anexo VIII concreta más y establece que se considerará una instalación distinta si se produce una variación de potencia instalada superior a un cinco por ciento. Estas dos redacciones deberían ser homogéneas, y dar una horquilla de flexibilidad resulta deseable: en un plazo de varios años es perfectamente posible (por no decir muy probable) que las potencias de por ejemplo cada aerogenerador o cada inversor individual finalmente instalado varíe con respecto a los inicialmente contemplados en proyecto, aun cuando la potencia total de la instalación se mantenga muy aproximadamente constante (por ejemplo, puede que un parque se construya finalmente con 16 aerogeneradores de 3 MW en lugar de con 25 de 2 MW).

En segundo lugar, debe tenerse en cuenta que, si la variación de potencia de la instalación que pretende obtener o renovar los permisos es a la baja, esa reducción no debería considerarse un impedimento para la obtención o renovación de dichos permisos, con independencia de la pertinente modificación en la concesión o renovación de los mismos. Por ello, a efectos de mantener la vigencia de los permisos concedidos, no se deberá considerar la *variación* de potencia, sino únicamente su *aumento*, como uno de los criterios para determinar si se trata o no de una instalación diferente de la original.

Otro criterio que el proyecto identifica como determinante para considerar que una instalación ha sido modificada a efectos de los permisos o su renovación es el relacionado con su ubicación. En el artículo 15.3 del proyecto se considera como motivo de denegación cualquier modificación de la ubicación geográfica de la envolvente de las instalaciones. En el Anexo VIII se especifica que la instalación no ha cambiado si al menos el 50% de la superficie de su envolvente se encuentra dentro de la misma parcela.

Se cuidará por lo tanto que exista uniformidad en la redacción de artículo y anexo, de modo que la especificación detallada de los criterios a seguir se reserve a este último. En particular, debe destacarse que el cambio de ubicación de una instalación o incluso de municipio a otro adyacente o próximo, con independencia de su impacto desde el punto de vista de la obtención de autorizaciones o licencias de índole administrativa, no necesariamente ha de ser relevante desde el punto de vista del análisis de la capacidad de acceso a las redes, por lo que el cambio en la ubicación inicial de la instalación no debería ser motivo suficiente para considerar de forma automática que dicha instalación no es la misma a efectos de obtención o renovación de los permisos de acceso y conexión. De nuevo, el análisis individual debe prevalecer sobre criterios genéricos que podrían resultar excesivamente burdos: una instalación podría cambiar de parcela e incluso de municipio y sin embargo mantener un mismo punto de conexión y ver inalterado



su estudio de capacidad a los efectos del acceso a red. No tiene por qué existir una correlación directa entre localización catastral o municipal e impacto en la red.

5.7 Sobre las garantías depositadas.

En varios artículos del proyecto se hace referencia a las garantías económicas establecidas en los preceptos 59 bis y 66 bis del RD 1955/2000, imprescindibles para que las instalaciones de producción puedan tramitar las solicitudes de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, respectivamente. En efecto, dichas garantías son un requisito ineludible para iniciar los procedimientos de acceso y conexión a las redes y la falta de justificación de haber aportado correctamente dichas garantías es motivo de inadmisión de dichas solicitudes. Considerando pues la relevancia otorgada en la normativa a las mencionadas garantías y con el fin de recoger en un mismo reglamento la dispersa regulación relacionada con el acceso y la conexión, se recomienda que la regulación de las citadas garantías se incluya en el proyecto que se informa.

Asimismo, conviene aclarar ciertos aspectos relacionados con esta figura, tales como la identificación de forma inequívoca de quién debe aportar el resguardo acreditativo de la presentación de dichas garantías, así como la relación entre la aportación de dicho resguardo acreditativo, la fecha de presentación de las garantías y la prelación de los proyectos. También sería conveniente determinar las causas de devolución y ejecución total o parcial de las garantías, así como detallar el correspondiente procedimiento para llevar a cabo dichos procesos.

Por otra parte, en los artículos mencionados del RD 1955/2000, la cuantía económica establecida para las citadas garantías, tanto en las solicitudes de acceso a las redes de transporte como a las de distribución, está fijada en 10 €/kW instalado. Los plazos de vigencia de los permisos de acceso y conexión establecidos en la LSE, así como la renovación de los mismos, planteada en el proyecto, hace que una vez concedidos dichos permisos se garanticen por largos periodos de tiempo —hasta 10 años, de ser aprobado el proyecto tal y como se ha sometido a informe—.

Lo anterior implica que los proyectos con permisos concedidos disfrutan por largo tiempo de una elevada seguridad en lo que atañe a la conexión y el acceso, pero también conlleva un mayor riesgo de que los permisos se conviertan en objeto de especulación. Por ello, sería razonable considerar un aumento en las cuantías de las garantías, adecuándolas por ejemplo a las garantías económicas exigidas para la participación en las recientes convocatorias de subastas de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

5.8 Sobre los pagos por estudios de acceso y conexión a las redes de distribución y transporte.



Para que el proyecto recoja en una misma norma los diversos aspectos relacionados con el acceso y conexión, debería hacerse referencia al régimen económico de los pagos por estudio de acceso y conexión a la red de distribución y a la red de transporte, según lo establecido en el artículo 30 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica (RD 1048/2013), y en el artículo 27 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica (RD 1047/2013), respectivamente.

A este respecto, es preciso indicar que con fecha 2 de diciembre de 2014 la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, aprobó la "Propuesta de pagos por estudios de acceso y conexión a la red de transporte, en cumplimiento del mandato a la CNMC establecido en el apartado 2 de la disposición adicional primera del RD 1047/2013".

Igualmente, es preciso señalar que las empresas distribuidoras, a través de la Circular 4/2015, de la CNMC¹⁶, entre otra información tienen que remitir la relativa a los pagos por estudios de acceso y conexión a la red de distribución por parte de generadores. Para ello, se estableció un mecanismo de supervisión en dos niveles: a nivel global para todas las empresas distribuidoras y a nivel individual, obligatorio para las empresas de más de 100.000 clientes, desglosado en distintas actuaciones, entre las que estaban los "Estudios de acceso y conexión en la red de distribución", que debían desagregarse por estudio, concretando el nivel de tensión y la potencia solicitada.

Analizada dicha información, se ha comprobado que, a nivel global, tan solo han sido declarados importes para el año 2017 correspondientes a 89 empresas (26,7% de las empresas distribuidoras), las cuales prestan suministro al 44,90% de los clientes, lo que supone que las restantes empresas o bien no están cobrando estos importes o bien no los están declarando correctamente a la CNMC.

Asimismo, a nivel individual, tan solo han sido declarados importes para el año 2017 correspondientes a 2 empresas (33,3% de las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes) y que prestan suministro al 56,30% de los clientes.

Por tanto, el análisis de los datos no es concluyente, dado que los mismos no son homogéneos y no proporcionan una base suficiente para formular una propuesta representativa.

En un ejercicio similar, llevado a cabo a finales de 2014 en cumplimiento del mandato establecido a esta Comisión en el apartado 3 de la disposición adicional

_

¹⁶ Circular informativa 4/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad.



segunda del RD 1048/2013, se concluyó igualmente que no resultaba posible elevar una propuesta de pagos por los estudios de acceso y conexión realizados por las empresas distribuidoras ante solicitudes de las empresas generadoras, dado que no se disponía de la información que se requería en la citada Circular 4/2015 a tal efecto. En dicho momento, las empresas manifestaron que empezarían a recopilar esta información para las nuevas actuaciones con el detalle suficiente, de manera que la información pudiera reportarse a esta Comisión en el año 2016.

5.9 Sobre los criterios para la valoración de la capacidad de acceso a las redes de distribución.

La nueva redacción dada al artículo 22.1 del RD 1048/2013 establece que los procedimientos de operación de distribución deberán ser aprobados mediante Orden Ministerial. Sin embargo, a pesar de las diferentes propuestas enviadas¹⁷, hasta la fecha dichos procedimientos no han sido aprobados.

Con la finalidad de proceder a la revisión de los procedimientos de operación de distribución y a su adaptación a los últimos desarrollos normativos y a las disposiciones establecidas en el proyecto, la CNMC constituir un Grupo de Trabajo con los órganos competentes en la materia de las Comunidades Autónomas y las Asociaciones de empresas distribuidoras, al objeto de que el contenido desarrollado se ajuste a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En este sentido, cabe destacar que el citado artículo 22 del RD 1048/2013 establece que los procedimientos de operación de las redes de distribución tendrán carácter básico y se aplicarán en todo el territorio español, por lo que su aprobación permitiría evitar numerosos conflictos que están surgiendo en diferentes Comunidades Autónomas relacionados, entre otros aspectos, con los costes asociados a las infraestructuras de nueva extensión de red. Asimismo, se evitaría la discrecionalidad de los gestores de la red de la distribución en las consideraciones de tipo técnico asociadas a la aceptación o denegación de los puntos de acceso y conexión a la red.

¹⁷ El 23 de julio de 2009, dando cumplimiento a lo establecido en la disposición transitoria quinta del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, se aprobó por la extinta CNE la "*Propuesta de Procedimientos de Operación Básicos de las redes de distribución de energía eléctrica*".

Posteriormente, con fecha 23 de noviembre de 2011, la Secretaría de Estado de Energía solicitó a la CNE informe preceptivo sobre los procedimientos de operación de distribución 1.1 (Caracterización de la demanda e infraestructuras de red de distribución), 1.2 (Previsión de la demanda) y 2 (Determinación del punto de conexión de suministros). Dicho informe fue aprobado con fecha 30 de noviembre de 2012.



5.10 Sobre el trámite de emisión de los permisos de acceso y conexión.

El artículo 14 del proyecto introduce un nuevo trámite que hasta ahora no se había considerado necesario en el proceso de acceso y conexión a las redes, consistente en la emisión por parte del gestor y titular de la red de los respectivos permisos de acceso y conexión. Debe considerarse que en los artículos 10, 11 y 12 se determinan las condiciones técnicas y económicas que deben ser especificadas por los gestores y titulares de las redes en su respuesta a los solicitantes. Asimismo, el artículo 13 regula la aceptación (o no) del solicitante ante la respuesta dada a su petición.

Parece que la aceptación de las condiciones establecidas por los gestores y titulares de las redes por parte del peticionario del acceso y conexión pondría fin al trámite. Sin embargo, el proyecto añade un nuevo paso mediante la obligada emisión del citado permiso de acceso y conexión a las redes, especificando cierta información que debe contener el permiso.

En lo relativo a dicha información, no queda claro qué parte de la misma estaba ya contenida en la respuesta inicial al solicitante, en cuyo caso sería redundante o podría ocasionar confusión si la información reflejada en el permiso no se correspondiera exactamente con la enviada inicialmente, y qué parte es información nueva, en cuyo caso debería figurar en la respuesta inicial del gestor y titular de la red.

En cualquier caso, no se encuentra en el proyecto una justificación suficiente para introducir un nuevo trámite, que aumentaría las cargas administrativas y alargaría el proceso de acceso y conexión innecesariamente, por lo que se aconseja su supresión.

6. CONSIDERACIONES SOBRE MODIFICACIONES NORMATIVAS NO DIRECTAMENTE RELACIONADAS CON EL ACCESO Y CONEXIÓN

6.1 Sobre la modificación del Real Decreto 900/2015, de autoconsumo.

Se destaca la incorporación del concepto de autoconsumo colectivo y la correspondiente regulación de aspectos técnicos y económicos del mismo. Asimismo, se incorpora la regulación de los registros administrativos de autoconsumo de energía eléctrica correspondientes a las comunidades o ciudades autónomas, así como el registro administrativo de autoconsumo del Ministerio. Debe resaltarse que ambas modificaciones venían obligadas por la Sentencia del Tribunal Constitucional 68/2017, de 25 de mayo de 2017, por lo que ambas se valoran positivamente. Ello no obstante las valoraciones adicionales que se vierten en el apartado 7.1 del presente informe sobre otras consideraciones relacionadas con el Real Decreto de Autoconsumo.



6.2 Sobre la modificación del Real Decreto 1164/2001, de tarifas de acceso.

La disposición final tercera del proyecto introduce dos modificaciones en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre (RD 1164/2001). La primera, de carácter técnico, tiene el objetivo de reducir las inversiones necesarias para realizar autoconsumo, de tal forma que se permite medir la generación en baja tensión a aquellos consumidores que se encuentran conectados en media tensión (es decir, alta tensión inferior a 36 kV) con las pertinentes correcciones establecidas en la normativa de desarrollo del Reglamento unificado de puntos de medida. Esta medida minimiza los costes de conexión que afronta la instalación, así como las pérdidas en las trasformaciones intermedias, lo cual merece una valoración positiva. No obstante lo anterior, se deberá exigir la suficiente adecuación de los contadores en baja a las necesidades de telemedida, telegestión, precisión etc. requeridos en función de la tipología de consumidor que le corresponda por nivel de tensión y potencia de la instalación.

En este sentido, cabe destacar que, dada la dificultad que puede conllevar la instalación de equipos con capacidad de telegestión en los suministros a que hace referencia este apartado 5.4.5° de este RD 1164/2001, debido a su ubicación y especiales características, se considera necesario valorar la posibilidad de que los equipos de medida tipo 5 con estas características dispongan únicamente de contadores electrónicos tipo 5 con capacidad de telemedida, con los dispositivos de comunicación para la lectura remota que permitan efectuar la misma con garantías equivalentes a las de los sistemas de telegestión. El alquiler de estos equipos con sistema de comunicación incorporado deberá ser, en cualquier caso, el mismo que en el caso del resto de contadores tipo 5, y las empresas distribuidoras asumirían los costes de telecomunicaciones, de forma análoga al resto de suministros tipo 5 incluidos en el Plan de Sustitución de contadores.

La segunda modificación está orientada a aclarar cómo se va a proceder a realizar el control de la potencia contratada en los puntos frontera donde se hayan instalado contadores de telegestión, dado que el Plan de Sustitución de contadores finaliza el 31 de diciembre de este año. Al respecto, cabe señalar que la problemática asociada al control de la potencia contratada ha sido analizada anteriormente por esta Comisión¹⁸, por lo que se valora positivamente la aclaración de los aspectos incluidos en el proyecto, si bien se considera necesaria una mayor adaptación de la normativa existente a las nuevas funcionalidades que ofrecen los contadores con capacidad de telemedida y telegestión.

6.3 Sobre las modificaciones del Real Decreto 1110/2007, de medidas, y del Real Decreto 1699/2011, de pequeña potencia.

¹⁸ Informe de la CNE del 24 de noviembre de 2011 sobre el escrito presentado por una asociación en relación con la instalación y cobro de alquiler de los nuevos contadores de telegestión: https://www.cnmc.es/expedientes/cne21811



La Disposición final cuarta del proyecto modifica la redacción del artículo 12.2.d)¹⁹ del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, añadiendo a su inicio el inciso: "Sin perjuicio de las particularidades que se establezcan para las instalaciones acogidas a una modalidad de autoconsumo [...]". Este apartado tiene por objeto de garantizar el acceso físico a los equipos de medida de las instalaciones de autoconsumo en condiciones adecuadas para la realización de los trabajos de lectura, comprobación, verificación e inspección.

En este sentido, es preciso matizar que tanto la redacción original como la ahora propuesta para el citado artículo 12.2 d) en ningún caso hace referencia a la ubicación concreta del equipo de medida, sino únicamente a que se garantice el acceso físico al mismo en todo momento.

Así también lo recoge el artículo 18.6 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre²⁰: "La instalación de todos los equipos de medida se efectuará de forma que el encargado de la lectura disponga permanentemente de libre acceso a los mismos, debiendo garantizarse la veracidad e integridad de la medida", y el proyecto propone igualmente anteponer a esta redacción el citado inciso: "Sin perjuicio de las particularidades que se establezcan para las instalaciones acogidas a una modalidad de autoconsumo [...]".

Se tiene constancia de que algunas empresas distribuidoras, en aplicación de sus normas técnicas particulares, y para la concesión de los permisos de conexión correspondientes, requieren a los titulares de las instalaciones de autoconsumo la ubicación de los equipos de medida *a pie de calle*, por considerar que ese y no otro es el lugar más próximo al punto frontera, en aplicación de lo previsto en el artículo 11.2 del RD 900/2015: "Los equipos de medida se instalarán en las redes interiores correspondientes, en los puntos más próximos posibles al punto frontera, y tendrán capacidad de medida de resolución al menos horaria."

Esta exigencia puede suponer un extracoste desproporcionado, una complicación técnica añadida, o ambas, que en algunos casos puede derivar en la inviabilidad de pequeñas instalaciones de autoconsumo. Varias comunidades autónomas ya se han pronunciado al respecto en la resolución de conflictos de conexión planteados al amparo de sus respectivas competencias administrativas.

Por tanto, para lograr un tratamiento lo más homogéneo posible de esta casuística y compatibilizar lo previsto en los artículos 11 del RD 900/2015, 18.6 del RD 1699/2011 y 12.2.d) RD 1110/2007, se propone que se adapte la redacción de las tres normas de modo que a las instalaciones de autoconsumo les sea de aplicación, con carácter general, lo indicado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (aprobado mediante Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto de 2002), en concreto en la ITC-BT-16, que permite la colocación de los equipos de

_

¹⁹ La referencia en el proyecto al artículo 12.2.b) debe ser entendida hecha al 12.2.d).

²⁰ 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.



medida en el interior del propio edificio, junto al cuadro principal, subcuadro de la red interior o junto al inversor de generación, garantizando, tal y como se pretende con las modificaciones planteadas por el proyecto, la accesibilidad permanente para la inspección de los órganos competentes. Por el contrario, la obligación de que los equipos de medida tengan libre acceso desde la vía pública u otras exigencias similares_no deberían estar recogida en ninguna norma particular de las empresas distribuidoras.

Por otro lado, la disposición adicional tercera del proyecto establece un mandato al Operador del Sistema para que, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del real decreto, remita a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico y en su caso, de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por RD 1110/2007, cuyo contenido sea necesario para adaptarse a las modificaciones introducidas en el RD 900/2015.

Al respecto, cabe destacar que la CNMC ya ha informado varias propuestas de modificación de las referidas Instrucciones Técnicas Complementarias²¹, sin que hasta la fecha hayan sido aprobadas, estando actualmente vigentes las establecidas en la Orden de 12 de abril de 1999, por la que se dictan las ITCs precisas para el desarrollo y aplicación del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica. Dicho Reglamento, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, fue derogado hace más de diez años por el RD 1110/2007, por el que se aprueba el vigente Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, lo que manifiesta la importancia de que las referidas ITCs sean sustituidas por unas que se adapten al actual sistema de medidas, no solo en lo que se refiere a la implantación del autoconsumo, sino también a las nuevas funcionalidades de los equipos de medida y al resto de desarrollos normativos que han tenido lugar en los últimos veinte años.

6.4 Sobre la modificación del Real Decreto 1699/2011, de pequeña potencia.

[Se ha comentado ya la modificación del artículo 18.6 de este real decreto, pues está directamente relacionada con el cambio de redacción propuesto para el artículo 12.2.d) del RD 1110/2007, por lo que se reiteran a este respecto los comentarios vertidos anteriormente.]

El proyecto propone modificar asimismo el artículo 12.2 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, que quedaría redactado como sigue: "Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 10 kW [en la actualidad este límite se refiere a 5 kW], la conexión de

INF/DE/019/16: Modificación de los Procedimientos de Operación 10.1 10.2 10.3 10.4 10.5 10.6 10.11 y 14.4: https://www.cnmc.es/expedientes/infde01916

²¹ Informe 6/2011 de la CNE sobre la propuesta de REE sobre instrucciones técnicas complementarias al reglamento unificado de puntos de medida: https://www.cnmc.es/node/357847



la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW. Asimismo, en aquellos casos en los que exista generación con autoconsumo, si el consumo es trifásico la conexión de la instalación de generación también deberá serlo." [La parte subrayada es añadida por el proyecto.] Es decir, esta disposición final quinta aumenta la posibilidad de conexión monofásica de las instalaciones de pequeña potencia hasta 10 kW, cuando antes se limitaba a 5 kW.

Sin embargo, estableciendo un paralelismo con los consumidores (paralelismo obligado en la medida que muchas de estas instalaciones de pequeña potencia podrían estar acogidas a una modalidad de autoconsumo), este límite habría de ser elevado hasta los 15 kW, ya que actualmente se pude contratar un suministro monofásico de hasta 14,49 kW (con ICP 63 Amperios). De esta manera, instalaciones existentes monofásicas de 10,35, 11,50 ó 14,49 kW de potencia contratada no tendrían que adecuarse a trifásicas por el mero de hecho de acogerse a alguna de las modalidades de consumo o producción con autoconsumo.

6.5 Sobre las modificaciones del Real Decreto 1047/2013, de retribución del transporte y del Real Decreto 1048/2013, de retribución de la distribución

Como consecuencia de la sentencia de 14 de julio de 2016 de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, se modifican tanto el RD 1047/2013 como el RD 1048/2013, en el sentido de que se permite retribuir el sobrecoste derivado del soterramiento de una línea de la red de distribución o transporte que discurra por suelo rural, siempre que dicho soterramiento venga impuesto por una norma estatal o comunitaria.22

Asimismo, la sentencia 120/2016, de 23 de junio de 2016 del Tribunal Constitucional, modifica el artículo 22.1 del RD 1048/2013, y eleva el rango normativo necesario para aprobar los procedimientos de operación de las redes de distribución, que pasa a ser de orden ministerial.

Adicionalmente, y como consecuencia de la Sentencia 1030/2017 de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo de 12 de junio de 2017, se modifica el artículo 25.3.b) 2º del RD 1048/2013, limitando la obligación impuesta al distribuidor de remisión de presupuesto para las instalaciones de nueva extensión de red solo a los casos en que exista una petición expresa del consumidor.

Al respecto, cabe destacar que, si bien el citado apartado establece que la empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa en el presupuesto que dichas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador autorizado, se han recibido multitud de consultas, tanto

²² Hay una errata en el proyecto, donde se hace referencia al Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, debería hacer referencia al Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.



de particulares como de Comunidades Autónomas, haciendo referencia a la falta de un criterio homogéneo que establezca el alcance y las condiciones de este tipo de actuaciones.

6.6 Sobre la modificación del Real Decreto 1955/2000, de regulación de actividades y procedimientos de autorización

La disposición final octava modifica el artículo 115 del RD 1955/2000 para precisar, por un lado, qué tipo de modificaciones de instalaciones en tramitación podrán obtener la autorización de construcción sin requerir una nueva autorización administrativa previa, y por otro qué se entiende por modificación no sustancial, a los efectos de ser eximida de la obligación de obtención de autorización administrativa previa y de autorización de construcción, en desarrollo del artículo 53.2 de la LSE.

No obstante, tal y como se ha puesto de manifiesto tanto por la CNMC como por otras administraciones y todos los agentes, en base al principio de reducción de cargas administrativas se debería abordar una revisión profunda del Título VII del RD 1955/2000, para mejorar y simplificar todas las tramitaciones de autorizaciones administrativas.

Respecto a la propuesta del nuevo apartado 2 del artículo 115 (la cual permitiría que las modificaciones de instalaciones que hayan obtenido autorización administrativa previa, puedan obtener autorización administrativa de construcción sin requerir una nueva autorización administrativa previa cuando se cumplan una serie de condiciones), no debería limitarse a las instalaciones de generación, sino hacerse extensivo también a todas las instalaciones eléctricas: no se justifica un tratamiento diferencial de la actividad de producción.

Por otro lado, al objeto de evitar posibles discrepancias en la interpretación del apartado 115.3, debería concretarse cómo se decide si una modificación implica o no "una modificación sustancial", es decir, qué criterios se utilizarán para considerar una determinada modificación como no sustancial, los cuales deberán fundamentarse en las características técnicas de la modificación proyectada. Todo ello, teniendo, a su vez, en cuenta, las características técnicas de las modificaciones que deberían ser consideradas como no sustanciales, conforme a lo establecido en los reglamentos estatales Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero²³, y Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo²⁴, así como, en su caso, los establecidos en las distintas normas autonómicas.

²³ Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

²⁴ Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23



7. CONSIDERACIONES SOBRE ASPECTOS NO INCLUIDOS EN EL **PROYECTO**

7.1 Sobre el Real Decreto 900/2015, de autoconsumo.

Las modificaciones que el proyecto propone al RD 900/2015 obvian la mayoría de las consideraciones expuestas por esta Comisión en su anterior informe²⁵ de 8 de julio de 2015 al proyecto del mencionado real decreto.

En relación con dichas consideraciones, y una vez transcurridos casi 3 años desde la publicación del mencionado RD 900/2015, estaSala considera que debería acometerse una modificación efectiva del mismo, que debería tener en cuenta los siguientes aspectos:

7.1.1 Consideraciones sobre aspectos económicos del RD 900/2015, de autoconsumo.

- Establecimiento de una metodología de asignación de costes a los cargos soportados por los distintos tipos de autoconsumidores (en el contexto amplio de la definición de una metodología explícita de asignación de cargos a todos los consumidores eléctricos). Dado que los costes incluidos en el cálculo de los cargos no dependen de la potencia demandada o contratada por el consumidor ni de su volumen de consumo, cabría plantearse su recuperación a través de un término fijo por cliente aplicado de forma no discriminatoria con respecto al resto de consumidores. Podría cuestionarse la inclusión de la parte correspondiente al apoyo a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración o residuos, para los consumidores acogidos a autoconsumo a partir de esas mismas fuentes de energía.
- Establecimiento de un régimen económico aplicable a las instalaciones de autoconsumo sin incertidumbre y sin periodos transitorios indefinidos. acompasada eso sí con una revisión periódica del impacto económico del crecimiento del autoconsumo en la sostenibilidad económica del sistema eléctrico. Si como consecuencia de la misma, en algún momento, fuera necesaria la modificación de la metodología de asignación de cargos, debería aplicarse sólo para los nuevos contratos de autoconsumo.
- Debe desincentivarse el balance neto²⁶ o "net-metering", es decir, la utilización de las redes como unidad de almacenamiento gratuita de la

²⁵ "Informe sobre el proyecto de real decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo", de 8 de julio de 2015" https://www.cnmc.es/expedientes/ipnde01115

²⁶ En el informe IPN/DE/011/15 de 8 de julio de 2015, de la CNMC sobre el proyecto de Real Decreto de autoconsumo, se advertía de la existencia de ciertos riesgos en la configuración del



energía eléctrica excedentaria y recuperación posterior de dicha energía, mediante su consumo diferido en el tiempo. El almacenamiento tiene un valor, tanto mayor cuanto mayor es la parte del *mix* de generación que se apoya en energías renovables no gestionables. No debe regalarse a costa de los no autoconsumidores.

Debe valorarse la conveniencia de establecer alguna contraprestación económica para la energía eléctrica excedentaria vertida a la red en la modalidad de autoconsumo tipo 1, tal y como establece el artículo 21 de la propuesta de Directiva de Renovables. Dicha valoración debería relacionarse con el precio horario del mercado mayorista y podría implementarse estableciendo un porcentaje del precio horario del mercado mayorista, en forma de disminución en el importe facturado por las comercializadoras a los consumidores acogidos a dicha modalidad de autoconsumo. Dicha minoración equivaldría a la valoración de la energía excedentaria en el período de facturación correspondiente. Es justificable que la regulación incentive el autoconsumo instantáneo, pues es con un elevado nivel de autoconsumo instantáneo que la generación distribuida maximiza sus beneficios para el conjunto del sistema, pero (de nuevo) no debe caer en el extremo regalar lo que tiene un valor: tan rechazable es que se ofrezca almacenamiento a cambio de nada como que se inyecte energía a la red a precio cero.

7.1.2 Consideraciones sobre el ámbito de aplicación, aspectos técnicos y administrativos del RD 900/2015, de autoconsumo.

• Eliminación del límite de 100 kW en la potencia contratada del consumidor acogido a la modalidad de suministro con autoconsumo —autoconsumo tipo 1—. Con independencia de las limitaciones impuestas para la instalación o instalaciones de generación asociadas, no existe motivo para impedir que clientes de potencia elevada —y esto se vuelve más relevante en las configuraciones de autoconsumo colectivo— puedan realizar contratos de autoconsumo. Si lo que se pretende es desincentivar los excedentes de energía vertidos a la red, debería ser suficiente con que la potencia contratada (o suma de potencias contratadas para los consumidores acogidos a autoconsumo colectivo) sea menor o igual a la potencia instalada de generación o, en su caso, valorar establecer un límite para la potencia instalada de generación en la citada modalidad de autoconsumo.

denominado 'balance neto', en concreto de la posibilidad de que el autoproductor se sirviera de la red como medio de almacenamiento, lo cual le permitiría diferir el consumo. (autoconsumo no instantáneo). Dada la elevada variabilidad del precio de la energía eléctrica a lo largo del tiempo, el diseño de la compensación debe ser cuidadosamente elegido y por lo general serán preferibles esquemas de compensación en valor económico (euros) frente a esquemas de compensación en energía (MWh).



- Tratamiento favorable a la instalación de elementos de acumulación por parte del consumidor o, al menos, eliminación de cualquier posible desincentivo a la instalación de dichos elementos.
- Las configuraciones de medida deben estar claramente definidas en el real decreto, sin posibilidad de equipos opcionales. El equipo de medida en el punto frontera deberá ser siempre obligatorio, así como el equipo de medida de generación, este último fundamentalmente con motivo del cumplimiento de los objetivos comunitarios de energías renovables. Excepcionalmente, a la tecnología solar fotovoltaica, no le será exigible la medida de generación y en su lugar se obtendrá una estimación basada en la potencia instalada y en el número de horas equivalentes de funcionamiento de la correspondiente zona climática. Esta excepción se justifica por la mayor previsibilidad, en base anual, de la producción fotovoltaica, la atomización de una parte importante del correspondiente parque de generación y su mayor escalabilidad y adaptabilidad al autoconsumo doméstico.
- Simplificación de los procedimientos de conexión, acceso y registro, especialmente para las instalaciones acogidas al autoconsumo tipo 1. Se subraya no obstante la importancia de mantener el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con dichos procedimientos, especialmente para favorecer la salvaguarda de la seguridad de las instalaciones y, sobre todo, de las personas.
- Adecuación de la norma en el ordenamiento jurídico, tanto en lo relacionado con el sector eléctrico como en lo relativo a otros aspectos, tales como los relacionados con el autoconsumo colectivo y su compatibilidad con lo dispuesto en la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal.
- Flexibilización de las posibilidades de configuraciones de autoconsumo mediante la eliminación de requisitos excesivamente limitativos, tales como las exigencias impuestas sobre la referencia catastral para el autoconsumo colectivo o las limitaciones de titularidad en relación con las instalaciones de producción en las configuraciones de autoconsumo. En los casos de autoconsumo colectivo, la mencionada flexibilización debería hacerse extensiva a la consideración de la energía eléctrica excedentaria, de forma que se tenga en cuenta de forma agrupada para todos los consumidores que forman parte de dicho autoconsumo colectivo, y no individualizadamente para cada uno de ellos.
- Establecimiento de algún tipo de regulación para consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo aislados del sistema eléctrico, en relación con el mantenimiento de un registro de estas instalaciones, así como de la contabilización de las medidas de la electricidad generada a partir de



fuentes renovables a efectos del cumplimiento de los objetivos medioambientales en el ámbito internacional.

7.2 Sobre el Real Decreto 1164/2001, de tarifas de acceso.

En primer lugar, cabe destacar que el proyecto no prevé el procedimiento a llevar a cabo en el caso de que aquellos consumidores que dispongan de equipos con capacidad de telemedida y telegestión para el control de la potencia contratada deseen retirar los ICPs (Interruptores de Control de Potencia) instalados en sus domicilios que ya no cumplen ninguna función. Al respecto, debería aclararse que, en caso de que el consumidor solicite la retirada del ICP a la compañía distribuidora, esta debería estar obligada a llevarla a cabo, pudiendo cobrar por ello únicamente las cuantías establecidas en concepto de derechos por actuaciones en los equipos de medida y control, según el artículo 29 del RD 1048/2013.

Por otro lado, dado que los nuevos contadores permiten que el control de potencia se realice mediante un algoritmo de cálculo cuya programación puede modificarse y ajustarse a los valores que se deseen, se considera conveniente derogar la ya obsoleta Resolución de 8 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 14 de marzo de 2006, que establece la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión. Dicha resolución fue desarrollada para una tecnología de contadores analógicos adaptada a los dispositivos de corte de suministro mecánicos y que obligan al consumidor a contratar potencias en tramos que superan 1 kW. Con la tecnología disponible gracias a los nuevos equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión el consumidor debería poder contratar la potencia que más se adecúe a sus hábitos de consumo, en intervalos de potencia de solo 0,1 kW.

Asimismo, cabe señalar que el artículo 9 del RD 1110/2007 establece que los equipos básicos tipo 5 deben registrar y almacenar para cada periodo la máxima potencia cuarto horaria y la fecha y hora del máximo. Sin embargo, se han recibido consultas indicando que algunas distribuidoras no ponen este valor a disposición de los consumidores, al no estar obligados a ello por la normativa vigente. En este sentido, se considera adecuado establecer reglamentariamente que las empresas distribuidoras deben facilitar a los consumidores dichos valores de potencia máxima cuarto horaria correspondiente a cada ciclo de facturación.

Adicionalmente, en lo que se refiere al cobro de derechos de actuación en los equipos de medida y control en el caso de puntos de suministro con contador telegestionado, el artículo 29.1 del RD 1048/2013 establece lo siguiente:

"1. Los distribuidores podrán obtener una contraprestación económica para atender los siguientes requerimientos del servicio:



- a) El enganche: la operación de acoplar eléctricamente la instalación receptora a la red de la empresa distribuidora, quien deberá realizar esta operación bajo su responsabilidad.
- b) La verificación de las instalaciones: la revisión y comprobación de que las mismas se ajustan a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.
- c) Actuaciones en los equipos de medida y control: el conexionado y precintado de los equipos, así como cualquier actuación en los mismos por parte del distribuidor derivadas de decisiones del consumidor."

En este sentido, si bien en la redacción no se hace referencia de forma explícita a lo que se entiende por "actuación" en el equipo de medida, esta Comisión considera que, dado que en el caso de modificaciones de potencia en suministros con equipos de medida telegestionados no sería necesaria una actuación *in situ* en el domicilio del consumidor por parte de las empresas distribuidoras, en principio, y salvo que dicha actuación fuera acompañada de alguna otra que sí requiriera una actuación "física" en el contador, no cabría el cobro de derechos por actuaciones en los equipos de medida y control previstos en el RD 1048/2013.

Asimismo, cabe señalar que, en la modificación del artículo 50 del RD 1955/2000 donde se introdujo el concepto de "derechos por actuaciones en los equipos de medida y control", se estableció que estos serían inicialmente los mismos que los fijados para los derechos de enganche. Desde dicha modificación, llevada a cabo en el año 2005, con anterioridad por tanto al comienzo del Plan de Sustitución de contadores, dichos valores no han sido revisados, cobrándose a todos los suministros en caso de actuación en el equipo de medida, el importe correspondiente a los derechos de enganche, independientemente del tipo de actuación que se lleve a cabo, lo cual resulta desproporcionado.

En lo que se refiere a la facturación del término de reactiva, regulado en el RD 1164/2001, cabe destacar que en el año 2013 la extinta CNE llevó a cabo un expediente interno sobre la facturación por parte de las empresas distribuidoras del término de la energía reactiva, el cual culminó con la elaboración de un informe, aprobado con fecha 9 de mayo de 2013, y remitido al entonces MINETUR y a las Comunidades Autónomas. En dicho informe se ponía de manifiesto que la facturación de dicho término de energía reactiva a los consumidores con nuevos contadores con capacidad de telemedida y telegestión podría generar rechazo al despliegue del propio Plan de Sustitución de contadores, al verse perjudicados por la posible facturación de un nuevo concepto, por lo que se proponía posponer la facturación de dicho término de la energía reactiva hasta la finalización del Plan de Sustitución de contadores. En cualquier caso, se destacaba la importancia de que, antes de proceder a la facturación del término de reactiva, las empresas realizaran una campaña de información a los consumidores donde se les informase de la naturaleza de este cargo y de las posibles medidas para su corrección.



Dado que el 31 de diciembre de 2018 finaliza el referido Plan de Sustitución, cabe plantearse de nuevo la idoneidad de la facturación de dicho concepto a los clientes con menos de 15 kW de potencia contratada, dado que en la actualidad las tensiones de la red se encuentran de manera sistemática en niveles excesivamente elevados por diversos factores, que están siendo analizados (entre ellos la inyección de energía reactiva en la red) y que el consumo de reactiva por parte de estos consumidores no hace más que paliar ligeramente la existencia de dichas sobretensiones.

Al respecto, cabe destacar, tal y como ha puesto de manifiesto alguna empresa distribuidora, que algunos grandes consumidores que han instalado baterías de condensadores para eliminar la penalización por energía reactiva, no realizan una gestión activa de estos elementos. A pesar de que la normativa contempla la posibilidad de que las distribuidoras acuerden con sus clientes la desconexión total o parcial de sus equipos de corrección de energía reactiva, algunos de ellos, tras finalizar su proceso productivo, dejan las baterías de condensadores funcionando sin consumo, provocando fuertes e innecesarias inyecciones de energía reactiva en la red que no hacen sino incrementar el problema de altas tensiones.

En este sentido, dado que actualmente hay un grupo técnico de trabajo, liderado por el operador del sistema y en el que participan las empresas distribuidoras²⁷, para identificar la problemática actual de sobretensiones en la red y proponer soluciones de detalle, se propone que, mientras no se determine cuál es la solución más adecuada y las acciones a llevar a cabo, se exima a los consumidores domésticos (de menos de 15 kW de potencia contratada) de la facturación de recargos por energía reactiva.

Al margen de lo anterior, el proyecto mantiene la redacción del último párrafo del apartado 1.2.a)1 del artículo 9 de este RD 1164/2001, el cual establece que:

"Alternativamente, en aquellos casos en que, por las características del suministro, éste no pueda ser interrumpido, el consumidor podrá optar a que la determinación de la potencia que sirva de base para la facturación se realice por maxímetro. En estos casos la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que, en su caso, figure en el Boletín de Instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos. En todos los casos, los maxímetros tendrán un período de integración de 15 minutos."

Cabe destacar que se han recibido diversas consultas relativas a los criterios a la hora de considerar qué tipo de suministros no pueden ser interrumpidos, lo que ha dado lugar a diversas interpretaciones por parte de las Comunidades Autónomas. En este sentido, aprovechando la modificación de este apartado,

_

²⁷ Grupo de trabajo para el análisis del control de la tensión, derivado de las reuniones de los grupos de trabajo para la implementación de los Códigos de red.



sería conveniente aclarar qué tipo de suministros, y bajo qué condiciones, entran dentro de la aplicación de esta excepcionalidad y, por ende, pueden ser facturados mediante maxímetros. En cualquier caso, dado que según lo establecido en la ITC-BT-04, en el certificado de la instalación deben consignarse los datos referentes a las principales características de la misma, en el propio certificado debe consignarse el valor de las potencias nominales de aquellos equipos instalados que no puedan ser interrumpidos o, en su defecto, declarar expresamente la ausencia de los mismos.

A este respecto, en el caso de ascensores de comunidades de propietarios, debería obligarse a que el control de potencia se haga por defecto, mediante maxímetro, salvo que las comunidades de propietarios manifiesten su oposición expresa, lo que debería llevarse a cabo a través de la modificación del citado apartado 1.2 del artículo 9 del repetido RD 1164/2001.

Asimismo, en aquellos casos en que la determinación de la potencia que sirva de base para la facturación se realice por maxímetro, sería necesario establecer un procedimiento para la estimación de la misma en caso de que se produzca una incidencia que no permita obtener la lectura real, ya que se tiene constancia de que actualmente se están aplicando criterios diferentes a discreción de los encargados de lectura.

Por otra parte, cabe mencionar que el artículo 5, apartado 3.4°, del RD 1164/2001 recoge la posibilidad de que, en el caso de que el suministro a una instalación disponga de dos puntos de toma, la DGPEM, excepcionalmente, pueda autorizar la aplicación de una única tarifa de acceso conjunta. Al respecto, en cumplimiento de lo establecido en el apartado 2 de la disposición adicional quinta de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, con fecha 29 de septiembre de 2016 la Sala de Supervisión Regulatoria acordó remitir a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de criterios técnicos y requisitos a cumplir a efectos de la autorización excepcional de aplicación de una única tarifa de acceso conjunta en suministros con dos o más puntos de toma²⁸. Dado que, hasta la fecha, dichos criterios no han sido trasladados a la normativa vigente, se considera conveniente valorar su inclusión en alguna de las modificaciones normativas propuestas en el proyecto que se informa.

Finalmente, se recuerda que el Preámbulo de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018 prevé la necesidad de realizar una Transferencia a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para compensar reducción de ingresos en el sistema eléctrico consecuencia de la eliminación del Peaje 6.1.b).

Esta previsión se concreta en su Disposición adicional septuagésima, titulada: "Transferencia a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para

²⁸ INF/DE/109/16: https://www.cnmc.es/expedientes/infde10916



compensar reducción de ingresos en el sistema eléctrico consecuencia de la eliminación del Peaje 6.1.b)" que establece:

"Uno. Con efectos exclusivos para 2018, y con el fin de compensar en el Sistema eléctrico la reducción de ingresos consecuencia de la eliminación del peaje de acceso 6.1.b), el Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital transferirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia crédito por importe de 40. 000 miles de euros de la partida 20. 18. OOOX. 736."

Esta Sala considera que se debería valorar en qué medida la citada disposición legal puede, en su caso, exigir la modificación del Real Decreto 1164/2001, en consideración a lo dispuesto en la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018.

7.3 Sobre el Real Decreto 1110/2007, de medidas, y del Real Decreto 1699/2011, de pequeña potencia.

El Plan de Sustitución de los nuevos contadores con telegestión alcanza solo a consumidores que tienen una potencia contratada hasta 15 kW (puntos de medida tipo 5 según el RD 1110/2007), quedando fuera de esta obligatoriedad un tipo de consumidor de mayor tamaño con potencia contratada entre 15 kW y 50 kW (puntos de medida tipo 4).

Esta Comisión ya ha manifestado en numerosos informes que la obligación de integración de los equipos de medida en el sistema de telegestión debería hacerse extensiva a los equipos de medida tipo 4, de modo que para esta tipología de equipos el sistema pueda beneficiarse de la reducción de costes que la telegestión y telemedida conlleva.

En este sentido, cabe destacar que algunas empresas distribuidoras ya están procediendo a sustituir los equipos de medida tipo 4 sin que exista una obligación para ello, lo que implica que no existe ningún tipo de procedimiento que regule la obligatoriedad de avisar al consumidor de su sustitución, ni un procedimiento específico de tratamiento de los datos procedentes de estos equipos, suponiendo un vacío normativo que puede generar discrepancias e indefensión entre las partes implicadas. De la misma manera, sería necesario valorar la posibilidad de que el resto de agentes conectados a la red de baja tensión pudieran beneficiarse de las funcionalidades del sistema de telemedida y telegestión actualmente disponibles.

7.4 Sobre el Real Decreto 1047/2013, de retribución del transporte y el Real Decreto 1048/2013, de retribución de la distribución.

Debe aprovecharse la modificación de este apartado para aclarar las condiciones de ejecución de las actividades de retranqueo de acometidas que ya forman parte de la red de distribución, al objeto de homogeneizar los criterios a aplicar por las



distintas empresas distribuidoras. En cualquier caso, debería especificarse en este apartado que, en el caso de actividades de retranqueo de acometidas, la empresa distribuidora debe diferenciar de manera expresa en el presupuesto qué instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador autorizado, de aquellas que obligatoriamente deben ser llevadas a cabo por la empresa distribuidora, por formar parte de su red de distribución.

Por otro lado, a raíz de los informes relativos a las especificaciones particulares y proyectos tipo de las entidades de transporte y distribución de energía eléctrica que la CNMC realiza conforme a lo establecido en el punto 3 de la Instrucción técnica complementaria ITC-RAT 19, se considera necesario, en favor de la seguridad y fiabilidad de la operación y mantenimiento de las redes de distribución, modificar el párrafo 2º del artículo 25.5 del RD 1048/2013, relativo a la cesión al distribuidor de instalaciones financiadas por consumidores o generadores, de modo que además de las posiciones y celdas de conexión a, respectivamente, subestaciones y centros de transformación, se contemplen también las derivaciones individuales a realizar sobre líneas aéreas existentes, es decir, el que sería primer dispositivo de maniobra frontera en línea aérea, tanto en media como en alta tensión.

7.5 Sobre el Real Decreto 1955/2000, de regulación de actividades y procedimientos de autorización.

Finalmente, es preciso poner de manifiesto la necesidad urgente de abordar la modificación total del RD 1955/2000, dado que deben adaptarse numerosos aspectos que han quedado obsoletos, e incluirse nuevos aspectos que han ido surgiendo con la evolución del marco regulatorio, todo ello con la finalidad de facilitar la interacción de todos los sujetos implicados y eliminar posibles ineficiencias e incoherencias en su aplicación.

7.6 Sobre el Real Decreto 2017/1997, de liquidaciones.

En el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (RD 2017/1997), se establece en el Anexo I.11.1 que «antes del día 25 de cada mes, los distribuidores comunicarán a la CNSE la información necesaria a que se refiere el artículo 6.4 del presente Real Decreto, para determinar la retribución fija y las liquidaciones asociadas.»

Dado que este real decreto data del año 1997, teniendo en cuenta los avances tecnológicos que se han producido hasta la fecha y puesto que ya en la Circular 3/2008 de la CNE (para incluir a los distribuidores eléctricos de menos de 100.000 clientes en las liquidaciones) se estableció el plazo de antes del 15 de cada mes para el envío de la información de éstos relativa a las liquidaciones, se considera conveniente modificar este plazo de manera que sea homogéneo para *todos* los distribuidores.



Por otro lado, el mismo RD 2017/1997, establece en su Anexo I.11.4 que «Los agentes a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, los realizarán a los agentes acreedores antes de transcurridos 15 días desde que dichos pagos hayan sido notificados.»

Dada la importancia que tiene para el correcto funcionamiento del sistema de liquidaciones que el plazo otorgado a las empresas sea el mismo y a fin de poder conciliar esta previsión con el régimen de práctica de las notificaciones a través de medios electrónicos que tiene carácter obligatorio en los términos previstos por la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, se considera necesario modificar el plazo establecido para pagos y, en particular, el día inicial en su cómputo, de modo que los 15 días sea contados a partir de la fecha desde la fecha de puesta a disposición de la notificación de la correspondiente liquidación por parte del órgano encargado de realizar las liquidaciones.

Se prevé esta modificación a fin de poder garantizar en cada liquidación que la determinación se acomoda a las previsiones legales y dotar de la necesaria flexibilidad y no discriminación para su cumplimiento.

8. CONCLUSIONES

Sobre la base de las consideraciones anteriormente expuestas, se reproducen a continuación las principales conclusiones alcanzadas respecto al proyecto sometido a informe:

- El cumplimiento de la normativa europea exige una reordenación de las competencias en materia de acceso y conexión. Los elementos que constituyen la metodología propiamente dicha para establecer las condiciones de acceso y conexión deberían ser regulados por la CNMC a través de la correspondiente Circular. Entre dichos elementos estarían, al menos, los criterios técnicos y económicos, los motivos para su denegación, el contenido mínimo de los contratos y las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.
- Las circunstancias en las que se requiere el informe de la CNMC en la resolución de conflictos de conexión deberían limitarse a los supuestos en que, según la LSE, dicho informe es vinculante.
- Una norma con rango de ley sería más adecuada para tratar la renovación de los permisos de acceso y conexión concedidos, cuestión esta que debe abordarse con urgencia.
- La figura del interlocutor único de posición se considera innecesaria. Más aun, se valora negativamente la ampliación de su ámbito de actuación a cualquier



nudo superior a 36 kV. Sería preferible avanzar en el desarrollo de una plataforma informática mediante la cual los gestores de las redes actuaran de acuerdo con un único procedimiento que permitiera a cada solicitante seguir el estado de sus peticiones, y las del resto de solicitantes, de un modo transparente. Si se mantiene en la propuesta, el IUP debería limitar su actividad estrictamente a los aspectos administrativos relativos a la coordinación de tramitaciones de acceso y conexión, agrupación de información e interlocución con los gestores y titulares de redes de transporte y distribución. En particular, no debe corresponder al IUP procurar «la adopción de acuerdos entre los solicitantes para alcanzar las capacidades máximas de las posiciones», lo cual sustraería facultades legalmente reservadas al gestor de la red.

Asimismo, de mantenerse la relevancia que otorga el proyecto al IUP, debería contemplarse explícitamente la posibilidad de interponer un conflicto de acceso o de conexión contra el mismo, y la definición de esta figura como un sujeto más debería incluirse entre los contemplados en el artículo 6 de la LSE.

- El proyecto adolece de asimetría entre el grado de detalle alcanzado en lo relativo al acceso y conexión de los productores, por un lado, y el escaso desarrollo en relación con el acceso y conexión de los consumidores, por otro. Existen aspectos que no aplican o se echan en falta para el consumo, complicando el proceso para solicitudes de consumo de pequeña potencia.
- La renovación de los permisos de conexión debe estar condicionada a requisitos que permitan evaluar el efectivo grado de avance de la tramitación, sin perjuicio del establecimiento de garantías económicas reforzadas, y el plazo adicional no debería extenderse más allá de la mitad del inicialmente concedido.
- En adelante debe utilizarse el término "viabilidad de conexión", estrictamente ligado al hecho del acoplamiento eléctrico, en lugar del confuso "capacidad de conexión", desvinculando la conexión de cualquier valoración relacionada con la capacidad, pues el éxito en la aplicación del proyecto pasa por lograr una distinción clara entre ambos conceptos.
- Deben actualizarse los ya obsoletos criterios técnicos aplicados para evaluar la viabilidad de la conexión. Son sumamente conservadores e ignoran el estado del arte de las nuevas tecnologías de generación, por lo que su mantenimiento conduciría bien a un sobredimensionamiento de las redes, bien a una infrautilización de las mismas.
- Es necesario una precisión detallada de los criterios de la solicitud que dan derecho a la prelación, una mejora de la regulación de las garantías económicas y de los hitos temporales de los proyectos admitidos, para minimizar los efectos negativos sobre la competencia y garantizar la eficiencia del criterio de prelación temporal de las solicitudes de acceso y conexión.



La introducción del criterio de prelación temporal, que se valora positivamente, hace necesario determinar de forma inequívoca las fechas en las que se producen ciertos hitos clave en la tramitación, entre otras la fecha de admisión de solicitud, de forma contrastable para todos los implicados en el proceso de solicitud y concesión de los permisos de acceso y conexión.

- El proyecto apenas cita los Códigos de Red de Conexión europeos en relación con los motivos de denegación del permiso de conexión (por su posible incumplimiento). Esta sería una buena oportunidad para regular los aspectos derivados de la implementación de los correspondientes Reglamentos (que son de aplicación directa en todos los Estados miembros), o al menos para hacer referencia a los mismos mediante alguna disposición adicional, con objeto de una ulterior incorporación a la normativa estatal.
- El concepto de potencia instalada, tal como se define en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, es en el ordenamiento actual una de las características más relevantes de las instalaciones de generación y por ello una de las mejor documentadas y registradas. Ahora bien, el proyecto alude en varias ocasiones, en relación con las solicitudes o permisos de acceso y conexión, a la potencia pico, la potencia nominal, o la 'capacidad de acceso otorgada', en lugar de a la potencia instalada. Se recomienda reformular estas referencias en términos de potencia instalada para prevenir posibles futuras confusiones o discrepancias.
- Deben detallarse mejor los criterios aplicables para determinar si las características de una instalación han variado o no a lo largo del proceso de tramitación. En particular, no debería denegarse un permiso si la variación de potencia es a la baja, o está por debajo de un determinado umbral considerado suficientemente pequeño. Tampoco si un cambio de ubicación que afecte al municipio o referencia catastral no tiene impacto desde el punto de vista del acceso y conexión a la red.
- Se aconseja aumentar el importe de las garantías económicas a depositar, adecuándolas a las exigidas para la participación en las recientes convocatorias de subastas, en especial si no se atendiera la recomendación previa en el sentido de acortar el plazo de renovación de los permisos.
- Debería hacerse referencia al régimen económico de los pagos por estudio de acceso y conexión a las redes de distribución y de transporte, según lo establecido respectivamente en los artículos 30 del Real Decreto 1048/2013, y 27 del Real Decreto 1047/2013, ambos de 27 de diciembre.
- La CNMC constituirá un grupo de trabajo con los órganos competentes en la materia de las Comunidades Autónomas y las Asociaciones de empresas distribuidoras para que esta Comisión eleve una propuesta de procedimientos



de operación de distribución adaptados a los últimos desarrollos normativos y a las disposiciones establecidas en el proyecto.

- Se aconseja suprimir el adicional trámite de emisión de los permisos de acceso y conexión introducido por el artículo 14 del proyecto. La aceptación de las condiciones por parte del peticionario debería poner fin al trámite (o bien su rechazo conduciría al correspondiente conflicto).
- En relación con las modificaciones del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, de autoconsumo, se considera que deberían acometerse modificaciones efectivas y profundas del mismo, destinadas a velar por la sostenibilidad y viabilidad económica de esta modalidad. Entre dichos cambios se propone: a) establecer una metodología de asignación de costes a los cargos soportados por los autoconsumidores; b) eliminar la incertidumbre asociada a la transitoriedad del régimen económico y las exenciones aplicables; c) desincentivar el "net-metering", y d) establecer algún tipo de contraprestación económica para la energía eléctrica excedentaria vertida a la red en la modalidad de autoconsumo tipo 1.
- Conviene asimismo incorporar en el mencionado real decreto de autoconsumo aspectos técnicos y administrativos tales como: a) eliminación del límite de 100 kW en la potencia contratada de consumidores acogidos a modalidad de autoconsumo tipo 1; b) tratamiento favorable a la instalación de elementos de acumulación; c) definición inequívoca de configuraciones de medida; d) simplificación de procedimientos; e) flexibilización de ciertas configuraciones de autoconsumo; f) adecuación de la norma en el ordenamiento jurídico, y g) regulación de consumidores acogidos a autoconsumo aislados del sistema eléctrico.
- En cuanto a las modificaciones propuestas del Real Decreto 1164/2001, de 26
 de octubre, de tarifas de acceso, y también en relación con el autoconsumo,
 se valora favorablemente que se permita medir la generación en baja tensión
 a aquellos consumidores conectados en media tensión, sin perjuicio de la
 necesaria adecuación de dichos equipos a los requisitos correspondientes a la
 tipología de consumidor por nivel de tensión y potencia de la instalación.
- Por otro lado, ante la próxima finalización del plan de sustitución de contadores, debería aclararse que en caso de que el consumidor solicite la retirada del ICP a la compañía distribuidora, esta quedaría obligada a llevarla a cabo cobrando la correspondiente cuantía preestablecida. Los nuevos equipos hacen además obsoletos los actuales tramos estandarizados de potencia contratada, que ahora podrían ajustarse por intervalos de solo 0,1 kW para mejor ceñirse a las necesidades de cada consumidor. En los equipos telegestionados no haría falta ya actuación alguna *in situ* para modificar la potencia contratada, luego debería clarificarse qué se entiende por 'actuación' sobre el contador, de modo que la compañía no cobre como cuando el cambio exigía el desplazamiento de un operario.



- En relación con la facturación del término de reactiva, también regulado en el Real Decreto 1164/2001, se insiste en eximir del mismo, al menos transitoriamente, a los consumidores domésticos, máxime cuando su consumo de reactiva podría paliar un problema generalizado de sobretensiones. En este mismo real decreto sería conveniente aclarar qué suministros, y bajo qué condiciones, se considera no pueden ser interrumpidos, algo que debería verse reflejado en el propio certificado de la instalación y, en el caso de los ascensores de comunidades de propietarios, debería obligarse a que, por defecto, el control de potencia se haga mediante maxímetro. El proyecto podría aprovecharse asimismo para aprobar los criterios técnicos y requisitos a cumplir a efectos de la autorización excepcional de aplicación de una única tarifa de acceso conjunta en suministros con dos o más puntos de toma.
- También en relación con la medida, aunque vinculado a otra norma, el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento de medidas eléctricas, debería establecer reglamentariamente que las empresas distribuidoras faciliten a los consumidores los valores de potencia máxima cuarto horaria correspondientes a cada ciclo de facturación.
- Siguiendo con el Real Decreto 1110/2007, y en relación con el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, de pequeña potencia, se propone que a las instalaciones de autoconsumo se les permita la colocación de los equipos de medida en el interior del propio edificio, junto al cuadro principal, subcuadro de la red interior o junto al inversor, garantizando la accesibilidad permanente para la inspección de los órganos competentes. En este sentido, se considera que en las normas particulares de las empresas distribuidoras no debe recogerse la obligación de que los equipos de medida tengan libre acceso desde la vía pública u otras exigencias similares.
- Se subraya la importancia de que las Instrucciones Técnicas Complementarias precisas para el desarrollo y aplicación del Reglamento de puntos de medida (establecidas en una Orden de 1999 y derogadas por el Real Decreto 1110/2007) sean sustituidas por unas que se adapten al actual sistema de medidas, no solo en lo que se refiere a la implantación del autoconsumo, sino también a las nuevas funcionalidades de los equipos de medida y al resto de desarrollos normativos que han tenido lugar en los últimos veinte años.
- Se propone que la obligatoriedad de integración de los equipos de medida en el sistema de telegestión —cuyo alcance hasta la fecha llega solo hasta los consumidores tipo 5— se haga extensible a los equipos de medida tipo 4, de modo que dicho sistema sea exigible también a aquellos consumidores con potencia contratada entre 15 kW y 50 kW.
- Se recomienda elevar las posibilidades de conexión monofásica de las instalaciones de pequeña potencia desde los actuales 5 kW hasta los 15 kW, con objeto de que instalaciones existentes monofásicas de potencia contratada



comprendida en este intervalo no tengan que adecuarse a trifásicas por el mero de hecho de acogerse a alguna de las modalidades de consumo o producción con autoconsumo.

- En el ámbito de las modificaciones propuestas relacionadas con los reales decretos de retribución del transporte y la distribución, se considera que deben aclararse las condiciones de ejecución de las actividades de retranqueo de acometidas que ya forman parte de la red de distribución, al objeto de homogeneizar los criterios a aplicar por las distintas empresas distribuidoras. En concreto se propone que se diferencie de manera expresa en el presupuesto qué instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora, bien por un instalador autorizado, de aquellas que obligatoriamente deben ser llevadas a cabo por la empresa distribuidora, por formar parte de su red de distribución.
- Se subraya la necesidad de abordar la modificación total del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con objeto de adaptar los numerosos aspectos que han quedado obsoletos y de introducir las novedades surgidas en la regulación. En particular se aconseja, con base en el principio de reducción de cargas administrativas, una revisión profunda de su Título VII, para mejorar y tramitaciones autorizaciones simplificar de administrativas. Específicamente se recomienda que la simplificación de trámites que el proyecto contempla, bajo ciertas condiciones, para las modificaciones de instalaciones de generación, se haga extensiva al resto de instalaciones eléctricas. A este respecto, deberían definirse los criterios que permitan o no una determinada modificación como 'sustancial'. fundamentados en las características técnicas de la modificación prevista.



ANEXO: Síntesis de las alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones:

- Gobierno del Principado de Asturias
- Govern de les Illes Balears
- Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha
- Generalitat de Catalunya
- Generalitat Valenciana
- Gobierno Vasco
- Junta de Castilla y León
- Junta de Andalucía
- Xunta de Galicia

Asociaciones:

- ACIE (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía)
- ACOGEN (Asociación española de cogeneración)
- APPA (Asociación de empresas de energías renovables).
- ASEME (Asociación de empresas eléctricas)
- AEE (Asociación Empresarial Eólica).
- CIDE
- EGA (Asociación Eólica de Galicia)
- HISPALYT (Asociación española de fabricantes de ladrillos y tejas)
- PROTERMOSOLAR (Asociación. española para la promoción de la industria termosolar)
- UNESA (Asociación española de la industria eléctrica)
- UNEF (Unión Española Fotovoltaica)

Otras alegaciones:

- ACCIONA
- CLIDOM (HolaLuz)
- FENÍE (Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones de España)
- GREENPEACE
- EDP
- ENDESA
- NATURGY
- IBERDROLA
- IBERDROLA DISTRIBUCIÓN
- UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN

Asimismo, Red Eléctrica de España ha remitido comentarios tanto en su calidad de gestor de la red de transporte como de operador del sistema (OS). En anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad. Se recoge a continuación una síntesis de los aspectos considerados más relevantes de estos comentarios:



Sobre la adecuación del proyecto a los Códigos de Red Europeos

Muchas alegaciones recuerdan la necesidad de adecuación del proyecto, en lo que a conexión se refiere, a los distintos Códigos de Red aprobados por Reglamento (UE), en concreto, del Reglamento (UE) 2016/631 sobre requisitos de conexión de generadores a la red, Reglamento (UE) 2016/1388, en materia de conexión de la demanda y el Reglamento (UE) 2016/1447 de requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua. La única referencia a los referidos Reglamentos es una mención genérica en el artículo 15 —'Motivos de denegación de los permisos'—, en la que se contempla como causa de denegación del acceso el incumplimiento por parte del solicitante de los requisitos de conexión establecidos en los citados Reglamentos. Argumentan que el cumplimiento de dichos Códigos de Red no siempre podrá acreditarse en el momento de solicitar el permiso de conexión, por lo que, en todo caso, la acreditación del cumplimiento de los mismos siempre debe ser posterior a la obtención del permiso de conexión.

Sobre la carencia de Procedimientos de Operación de la Distribución

Algunas alegaciones indican que el proyecto presentado permite una gran discrecionalidad por parte de los gestores de las redes de distribución en las consideraciones de tipo técnico asociadas a la aceptación o denegación de un punto de acceso y conexión a la red, y que para evitar esto es necesario aprobar urgentemente los Procedimientos de Operación de la Distribución (POD), que deberían establecer una serie de normas técnicas comunes de diseño y operación para todas las redes de distribución y eliminar muchas de las que consideran ambigüedades del proyecto (determinación de nodos con influencia en redes aguas arriba, cálculo de potencias de cortocircuito, etc.).

Sobre el cómputo de los días en los plazos indicados

En muchas de las alegaciones se indica que sería deseable especificar si los días son hábiles o naturales, ya que a lo largo de todo el proyecto esto no se ha especificado (artículos 6, 12, 13, 18), y se considera conveniente que el cómputo de los plazos fijados, en lo que al acceso y conexión se refiere, se efectúe por consideración a días hábiles y no naturales.

Sobre la determinación de la fecha de solicitud de acceso y conexión de cada instalación, y con ello del consiguiente orden de prelación de los proyectos en cada posición de conexión

En numerosas alegaciones se indica que esta fecha debe identificarse con aquella en la que el promotor realizó la solicitud de manera correcta, aportando toda la



información y documentación que el gestor o titular de la red considere necesaria y debidamente justificada.

Algunas propuestas sugieren que las solicitudes de acceso y conexión se realicen de manera telemática al gestor o titular de la red, quedando así debidamente registrada la fecha de entrada de la solicitud. Posteriormente sería preceptiva la emisión de un escrito por parte del gestor o titular de la red en el que se indique que dicha solicitud se considera correcta y admitida, siendo entonces su fecha de solicitud reconocida como aquella en la que fue registrada en la plataforma telemática.

Otras alegaciones consideran válida a estos efectos la fecha del resguardo del depósito del aval que haya sido confirmado por la Administración competente;

En todo caso, la mayoría de las alegaciones inciden en este punto respecto a que ha de quedar expresa de forma inequívoca la fecha de solicitud de acceso y conexión de cada instalación.

Sobre las definiciones incluidas en el artículo 3

Algunas alegaciones indican que faltarían definiciones en relación con las distintas figuras descritas dentro del proyecto; consideran en particular que se debería incluir la definición de titular de las red y gestor de la red, entre otras.

Varas alegaciones matizan muy en particular la definición de nudo, ya que consideran no sólo es aquel punto en el que confluyen dos o más líneas eléctricas, sino también 'un parque de una subestación con una determinada tensión nominal' (según indica el OS). Otro agente propone usar la definición de nudo recogida en la Circular 4/2015 de la CNMC: "Nudo eléctrico es el parque de una subestación y/o el punto eléctrico conectado por uno o más tramos de las redes de transporte o distribución, en servicio actualmente o previsto en la planificación vigente de la red de transporte y los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración general del Estado".

Asimismo, proponen modificaciones a la definición de posición, elemento al cual consideran no sólo se conectan líneas eléctricas, sino también transformadores u otros elementos que pertenecen al titular de las instalaciones de conexión (no al titular de la red a la que se conecta), o respecto al apartado e), donde se define la 'Conexión a la red', que preferirían denominar 'Puesta en servicio'.

Adicionalmente, en el apartado 2 del artículo 3 se incluye la definición del 'mecanismo antivertido'. Varias alegaciones consideran que debe describirse con mayor detalle el funcionamiento y descripción de este tipo de dispositivos (requisitos técnicos, normas de fabricación, parámetros de ajuste, etc.), así como su verificación y control.

Varias alegaciones hacen referencia a la potencia a considerar en las instalaciones fotovoltaicas. A efectos de evitar confusiones, se propone añadir un nuevo epígrafe f) al apartado 2 para que se considere la potencia nominal instalada, es decir, la potencia del inversor, como la que debe ser considerada a efectos de los estudios técnicos de capacidad de las redes, puesto que es la que



determina la potencia máxima que puede inyectar la instalación con independencia de la potencia teórica de sus módulos fotovoltaicos, por oposición a la potencia instalada desde el punto de vista de la retribución específica, que en el caso de estas instalaciones es su potencia pico.

Sobre el Interlocutor Único de Posición (IUP)

Respecto a esta figura hay numerosas alegaciones; algunas de ellas proponen incluso su desaparición, ya que ha sido causa de frecuentes conflictos; varios gobiernos autonómicos proponen que sus funciones sean llevadas a cabo por el órgano competente en materia de energía de la Comunidad Autónoma correspondiente, pues consideran que las potestades atribuidas a esta figura son propias de la Administración Pública.

En efecto, muchas de las alegaciones presentadas opinan que esta figura violenta las normas del funcionamiento de mercado, pudiendo incluso atentar contra las normas de la libre competencia, puesto que la tramitación del acceso y conexión de un promotor se deja en manos de otro promotor, que suele tener intereses concurrentes en dicha tramitación, por lo que consideran esta figura es prescindible y se propone eliminar en su totalidad.

En la mayoría de estas alegaciones se aboga por una definición más clara del IUP así como la obligatoriedad por su parte de disponer un registro público de solicitudes a efectos de prevenir posibles conflictos, dado que se establece el criterio de prelación temporal por fecha de admisión de solicitud por parte del IUP. Por ello, consideran que la fecha de la solicitud de acceso y conexión debe ser determinada de forma inequívoca, pública y con total transparencia y, en todo caso, no debe depender de la celeridad con la que el IUP traslade la solicitud al gestor o titular de la red.

Muchas de las alegaciones indican que es imprescindible que el IUP no asuma tareas que le corresponden al gestor o al titular de la red. No debería tener ninguna participación en el proceso de solicitud de permiso de acceso y conexión, y mucho menos asumir las funciones de filtrado de documentación para decidir su envío o no al gestor o titular de la red, ya que esto le concede la capacidad de arbitrar, de manera justificada o no, entre los distintos solicitantes, de tal modo que afecte finalmente a la prelación de los proyectos. Se propone que las solicitudes de permiso de acceso y conexión se realicen directamente por el solicitante al gestor o titular de la red por medio de su plataforma telemática, y que entre la documentación a entregar figure el compromiso de pago de la parte proporcional de las infraestructuras comunes de evacuación.

Solamente el OS manifiesta su interés en otorgar incluso más funciones a esta figura, que además de ser la encargada de representar al resto de agentes en el procedimiento de acceso y conexión, también debería ser la encargada de representar a los mismos en el procedimiento de puesta en servicio, al menos de la instalación de conexión. En este sentido, también sería un agente susceptible de la tramitación de los procedimientos de acceso, conexión y puesta en servicio. Y, en todo caso, entiende que deberá ser uno de los promotores de las



instalaciones que conectarán conjuntamente, no un tercero. Propone asimismo considerar como criterio de ordenación cronológica la fecha del resguardo del depósito del aval que haya sido confirmado por la administración competente y solicita que estos interlocutores faciliten al gestor de la red las coordenadas de contacto, la capacidad admisible de las instalaciones de evacuación y la capacidad del nudo.

Sobre la figura Titular de Red'- 'Gestor de Red'

Algunas alegaciones indican que el artículo 5 contempla la posibilidad de que el titular de red y el gestor de la red no sean la misma persona jurídica, de forma que en el apartado 2 se atribuyen las funciones y obligaciones derivadas de la tramitación al "titular de la red", mientras que en el apartado 4 se atribuye la función al "gestor de la red", lo que presuponen es contradictorio, e incluso plantean la posibilidad de supuestos de cotitularidad de instalaciones por parte de más de un distribuidor, por lo que debería clarificarse a quién se otorgan las funciones para la tramitación de las solicitudes de los permisos de acceso y conexión.

Se alega que el proyecto no distingue entre el acceso y posterior conexión de instalaciones, y el artículo 5 realmente hace mención a la tramitación conjunta, pero debería ser más explícito para aclarar que se trata del mismo permiso de acceso y conexión y, en todo caso, definir la tramitación de los permisos de acceso y conexión ante los titulares de las redes o gestores de las mismas.

Asimismo, varias alegaciones observan que, si bien en el artículo 5 se establece la tramitación de acceso y conexión conjunta a través de un contacto único, su apartado 3 puede generar confusión cuando el titular de la red y el gestor de dicha red no sean la misma persona física o jurídica, por lo que se proponen cambios de redacción en dicho artículo.

Sobre la documentación a incluir en la solicitud de permisos de acceso y conexión

Algunas alegaciones indican que por seguridad jurídica debería incluirse como documentación a presentar junto con la solicitud de los permisos de acceso y conexión la acreditación de que se ha aportado correctamente la garantía económica exigida en el artículo 59 bis o el 66 bis del RD 1955/2000, acreditación que en el caso de permisos de acceso y conexión a la red de transporte de instalaciones de generación corresponde al órgano competente para otorgar la autorización de la instalación, lo cual es preciso tenerlo en cuenta a efectos de inicio del cómputo del plazo de subsanación previsto en el artículo 6, así como respecto a que la solicitud puede ser inadmitida por no haber justificado que se ha aportado la garantía económica (artículo 7.1.b.i). Consideran preciso que quede especificado en el articulado quién es el encargado de comunicar la correcta aportación de garantía.



Sobre la necesidad de regular en detalle la metodología de determinación del coste de las infraestructuras comunes de evacuación (artículo 8)

Muchas de las alegaciones presentadas hacen referencia a la necesidad de estandarizar costes y conceptos que se tendrán en cuenta para la fijación del pago proporcional de las infraestructuras, especialmente en el caso de infraestructuras ya existentes y en uso. Se considera necesario establecer un procedimiento claro para determinar el valor de la inversión que deberá ser asumida de forma alícuota por todos los agentes conectados o en proceso de conexión.

Asimismo, algunas Comunidades Autónomas han alegado que consideran necesario que el conflicto de acceso presentado para resolver las discrepancias con el IUP se resuelva a nivel de administración competente de la comunidad autónoma sin que se trate como un conflicto de acceso o de conexión. Incluso indican que no queda bien especificada la diferencia entre el acceso y la conexión, y en concreto en lo relativo a la posible presentación de un conflicto, por lo que proponen aclararlo tanto en el apartado 4 como en el apartado 6, incluyendo referencias explícitas respecto ante quién se presenta dicho conflicto y en qué plazo.

Alguna asociación alega además que se debería contemplar un plazo más amplio, más allá de los 7 días reflejados en el proyecto (proponen un plazo no inferior a 15 días), así como una solución en el caso de incumplimiento por parte del titular de la red o el IUP.

Respecto al compromiso de pago establecido en el apartado 4, consideran que no debería ser firme en esta fase tan inicial del procedimiento de acceso y conexión, sino en el momento en el que ya se conozca la capacidad real del punto de conexión, y las condiciones que irían aparejadas a la misma, es decir, que en este artículo 8.4 se incluya un compromiso de pago *inicial*, pero que la aceptación *final* de dicho compromiso de pago se incluya en el artículo 13, una vez se cuente con la aceptación por el titular de las condiciones propuestas.

Sobre el proceso y plazos de aceptación de condiciones de acceso y conexión. (artículos 12 y 13)

La mayoría de las alegaciones consideran necesario dar coherencia a los plazos, establecidos en el artículo 13 ('Aceptación por el titular de las condiciones propuestas'), ya que la redacción actual del proyecto hace que el proceso resulte confuso.

Asimismo, muchas de las alegaciones presentadas inciden en que no se prevén las consecuencias del eventual incumplimiento de los plazos por parte del titular de la red, mientras que para el solicitante la penalización asociada al incumplimiento de plazos es la más severa posible (la inadmisión de su solicitud). Muchas alegaciones directamente proponen una nueva regulación del proceso de aceptación por el solicitante de las condiciones propuestas, para dotarlo de mayor claridad y equidad.



Algunas alegaciones consideran necesario trasladar al proyecto los plazos previstos en el artículo 103.2.a).1º.c) del RD 1955/2000 (cuya derogación expresa está prevista en la correspondiente disposición derogatoria), para la remisión, por parte del titular de la red, de las condiciones técnicas y económicas correspondientes a las propuestas de puntos de conexión para suministros en baja tensión cuando sea necesaria la instalación de centros de transformación, así como respecto al plazo de 40 días indicado en el apartado 1 c) relativo a las instalaciones que tengan punto de conexión con la red de distribución a una tensión igual o superior a 36 kV que, dada su mayor complejidad, debería ser de 60 días, manteniendo el actual plazo establecido en el mencionado artículo 103.2 del RD 1955/2000.

Varias alegaciones indican que debería establecerse expresamente qué va a ocurrir con el aval depositado para la solicitud del permiso de acceso y conexión, en el caso de no aceptación de las condiciones técnicas y económicas (apartado 5 del artículo 13) así como la necesidad de concretar la redacción de este punto que hace referencia a "plazos similares", la cual debería reemplazarse por "plazos iguales".

Sobre conflictos y discrepancias (artículo 17)

Varias asociaciones inciden en que el informe preceptivo y la participación de CNMC solo debería darse en el caso de que el conflicto no haya sido solucionado con el órgano competente (es decir, si un conflicto entre el peticionario y el titular de las redes ya ha sido resuelto por el órgano competente, no sería necesario esperar al informe de la CNMC), dado que se podrían dilatar en exceso los plazos. En todo caso consideran que el plazo a establecer para que la CNMC emita dicho informe no debería ser superior a dos meses.

Asimismo, consideran realmente escaso el plazo de un mes para la presentación de una solicitud de discrepancia ante el órgano competente desde que el solicitante tiene conocimiento del hecho que lo motiva, al poder coincidir con un periodo vacacional o de cualquier otra índole, por lo que solicitan que se amplíe este plazo al menos a dos meses desde ese momento. Lo mismo se debería hacer para la respuesta por parte del órgano competente, bien sea la comunidad autónoma o la administración general del Estado, por lo que proponen que se indique un plazo equivalente de dos meses.

El OS alude a que el informe de la CNMC tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y a las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte, lo cual supone que las fechas de previsión de puesta en servicio incluidas en el documento de la planificación de la red de transporte serían vinculantes tras la citada resolución, es decir, esto supone hacer vinculante un dato indicativo incluido en la planificación vigente a través de una resolución de la CNMC.

Sobre el contrato técnico de conexión a la red (artículo 20)



Alguna asociación considera que, en el caso de conexión de instalaciones para consumo de hasta 15 kW, la suscripción del contrato técnico de conexión a la red no sería necesaria, pues no aporta nada nuevo a lo que ya se recoge en el contrato de acceso a la red y solo aportaría mayor complejidad al procedimiento.

Otra asociación indica que no le queda claro si este contrato técnico de conexión sustituye de forma explícita al antiguo CTA (contrato técnico de acceso).

Asimismo, el proyecto establece que este contrato se firme una vez esté construida la instalación, lo vual alegan que, en caso de una discrepancia posterior, podría dar lugar a situaciones de falta de concreción y definición de los términos del contrato con el titular o titulares de las redes. Por ello, se propone que el proyecto contemple un modelo de contrato tipo para que todos los titulares de instalaciones conozcan los requisitos de este contrato, de forma previa a llevar a cabo la construcción y puesta en marcha de las instalaciones.

Varias alegaciones consideran además que debe preverse que el interesado pueda instar de manera anticipada a la finalización completa de la instalación tanto la firma del CTA como de la conexión a la red, estableciéndose en el propio CTA un plazo razonable en el que el interesado deberá aportar cuantos certificados y documentación prevea la legislación, propios de una instalación acabada. (Con la redacción del proyecto podrían transcurrir hasta 45 días desde la finalización de la instalación hasta la conexión a la red: el artículo 20.1, párrafo segundo, establece 30 días hasta la firma del contrato a contar desde que se produce la solicitud de conexión a la red, y el titular de la red dispone luego de hasta 15 días para efectuar la conexión.)

Sobre la definición de forma precisa del concepto de red interior

Muchas de las alegaciones hacen referencia en numerosas ocasiones a la necesidad de establecer una definición clara sobre el concepto de red interior y especificar las delimitaciones entre redes interiores de usuarios con el objetivo de facilitar la obtención de acuerdos como los indicados en el párrafo 3 del artículo 22.

Sobre la caducidad de los permisos de acceso y conexión

Varias alegaciones de empresas eléctricas y asociaciones recuerdan que las instalaciones de generación necesitan autorización de explotación, pero las instalaciones de consumo no necesitan dicha autorización. No obstante, las solicitudes de consumo relevantes que se dilatan en el tiempo sin llegar a materializar la conexión también ocupan una capacidad de red, por lo que es necesario acotar en el tiempo su tramitación. Por tanto, entienden que se debe aplicar una caducidad de los permisos de acceso y conexión de consumo, así como precisar que los cinco años de vigencia se refieren a las condiciones técnicas, puesto que les parece desproporcionado y perjudicial para los titulares de la red (y a la postre para el sistema) mantener las condiciones económicas durante tantos años.



Además, varias alegaciones indican que el artículo 23 debería precisar cómo se computan los cinco años en el caso de instalaciones cuya puesta en funcionamiento no precisa de autorización de explotación, caso de instalaciones de baja tensión, proponiendo la inclusión en apartado 23.1 de instalaciones "de consumo que no hubieran solicitado su contratación".

Alguna Comunidad Autónoma sugiere que las autorizaciones de explotación (acto administrativo realizado por la autoridad en materia de energía) se asimilen con las actas de puesta en servicio (acto administrativo de una unidad administrativa competente en materia de industria) según lo hasta ahora previsto en el RD 1955/2000, por lo que propone incluir esta opción también como alternativa a la autorización de explotación.

Varias alegaciones proponen que el período de vigencia de los derechos de acceso y conexión, que el proyecto fija en cinco años desde la obtención de los permisos, se tenga en cuenta a partir de la fecha de la última actualización realizada a los mismos que suponga una variación significativa de las condiciones técnicas y económicas, una vez que el propio proyecto fije unos criterios bien definidos para determinar qué se entiende por una variación significativa de dichas condiciones.

Sobre el proceso general de renovación de los permisos de acceso y conexión (artículo 24)

Muchas de las alegaciones presentadas consideran que, transcurridos cinco años, el agente que dispone de permiso ya debería disponer de un alto grado de avance de su instalación, por lo que una renovación del permiso con una vigencia máxima de dos años adicionales debería ser suficiente.

No obstante, otras alegaciones consideran que debería indicarse explícitamente que la renovación de los permisos de acceso y conexión se concederá por un período de tiempo adicional de cinco años.

En todo caso, el apartado 1 del artículo 24 concluye con la expresión "podrán ser renovados una vez", por lo que las alegaciones en general indican que, para eliminar cualquier incertidumbre, debería aclararse si la renovación es por plazo de cinco años o por un plazo diferente.

En este mismo sentido, el segundo párrafo del apartado 3 de dicho artículo dice "la solicitud podrá ser inadmitida en caso de no cumplirse los requisitos establecidos en los apartados 1 y 2", por lo que numerosas alegaciones proponen que dicha expresión sea sustituida por "la solicitud será inadmitida en caso de …".

Respecto a la garantía económica adicional a presentar para la renovación de los permisos de acceso y conexión establecida en el aparatado 2.b) de este artículo 24 ("tres veces la establecida en el RD 1955/2000"), varias de las alegaciones proponen que se determine de la siguiente forma: 4 x 10 €/kW menos la garantía ya depositada. [Es decir, proponen como redacción alternativa para el artículo 24.2.b) la siguiente: "[...] resguardo acreditativo de haber depositado una garantía adicional a la constituida al amparo del artículo 59.bis o 66.bis del RD 1955/2000,



de 1 de diciembre, por la suma que sea necesaria para acreditar una garantía económica total por una cuantía equivalente a 40 €/kW instalados"].

Sobre la publicidad de la información (artículo 25)

Si bien la mayoría de las alegaciones aplauden la publicidad de la información, inciden en la dificultad de que la actualización se produzca cada quince días, por lo que consideran conveniente y razonable una actualización de la información en un plazo más amplio, desde el mensual propuesto por el OS al trimestral propuesto por varias asociaciones. Incluso una Comunidad Autónoma, matiza la expresión "al menos cada 15 días" por considerarla ambigua y propone que esta última frase del artículo 25 sea modificada: "Esta información deberá ser actualizada el primer día hábil de cada mes".

Asimismo, varias alegaciones presentadas por diversas asociaciones consideran que la información relativa a la capacidad de acceso de los nudos que conforman las redes debería ceñirse a las redes con tensiones superiores a 36 kV, o a lo sumo, a las redes con tensión superior a 1 kV, debiendo exceptuarse la red de baja tensión, por razón de la complejidad que conlleva el elevado dinamismo y variabilidad de la red, con la consiguiente desmesurada carga administrativa que ello supone.

Por otra parte, algunas asociaciones consideran que debería contemplarse un plazo prudencial para la implantación de dicho registro con la información correspondiente (las empresas distribuidoras estiman un año desde la entrada en vigor del real decreto), mientras que alguna Comunidad Autónoma propone añadir un plazo límite, también a contar desde la entrada en vigor, no superior a seis meses.

Asimismo, algunas Comunidades Autónomas proponen incluir un mayor detalle en la información a publicar en la página web de los gestores de las redes de transporte y de distribución (valor actual máximo y mínimo de la potencia de cortocircuito a nivel nodal, nudos de influencia, posiciones de la red de transporte ocupadas y libres incluyendo las ampliaciones previstas en la planificación vigente de la red de transporte y las dos posiciones establecidas en la disposición adicional primera del proyecto, subestaciones de transporte cerradas, desagregación de las capacidades nodales en cuanto a suministro y evacuación de generación gestionable y no gestionable, información en base a un visor georreferenciado que incluya el trazado delas redes de transporte y distribución en servicio y previstas en la planificación vigente de la red de transporte y en los planes de inversión de las compañías distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado), o en el caso del IUP, incluir los datos de contacto ("g) [....], en dichos nudos, así como sus datos de contacto").

Además, alguna Comunidad Autónoma recuerda que la LSE no contempla infracción alguna por incumplimiento derivado de la publicidad de la información sobre capacidades, regulada en este artículo 25.



Sobre instalaciones de producción de energía eléctrica que compartan infraestructuras de conexión con un consumidor. (Disposición adicional segunda)

Muchas de las alegaciones hacen referencia a la casuística existente en parte del sector industrial español, por lo que proponen que la excepcionalidad de poder solicitar una configuración singular de medida no se limite a instalaciones que contasen con autorización administrativa de construcción a la entrada en vigor del RD 900/2015, sino que se permita también para nuevas instalaciones de generación o producción de energía eléctrica cuya fuente energética esté íntima e inseparablemente ligada a esas industrias, y mientras estas industrias acrediten imposibilidad técnica o física para adaptar su conexión y su configuración de medida a las condiciones generales recogidas en la normativa del sector eléctrico.

Asimismo, algunas asociaciones proponen que se amplíe esta disposición también a las instalaciones de generación en las que no es necesario obtener Autorización Administrativa, es decir, que toda instalación de generación y de producción que comparta infraestructura de conexión con un consumidor que se encuentre en trámites de legalización con anterioridad a la publicación del presente real decreto pueda solicitar una configuración singular de medida.

En general estas asociaciones proponen ofrecer la posibilidad a aquellas instalaciones de cogeneración que por causas diversas no pudieron solicitar en su momento configuración singular (configuraciones con distintas tecnologías que no han podido ser resueltas por falta de desarrollo regulatorio e instalaciones que estaban trabajando antes de la publicación del RD 900/2015 en situación de autoconsumo total sin verter electricidad a la red, pero que no estaban inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y tienen una potencia superior a 100 kW, por lo que no podrían se catalogadas como tipo 1), modificando el apartado 1 de esta Disposición: "1. Excepcionalmente, los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica cuya tecnología sea distinta de la de cogeneración, que cuenten con autorización administrativa de construcción, o cualquier otra inscripción en registros industriales, o puedan demostrar el funcionamiento previo de la instalación a la entrada en vigor del Real Decreto 900/2015 [...]". Incluso en este sentido alguna Comunidad Autónoma incide en que las nuevas instalaciones de autoconsumo se instalarán en la red interior de una instalación receptora existente por lo que consumidor y productor deberán compartir infraestructuras de conexión y se ha de compatibilizar una configuración de medida existente con una nueva, de forma que proponen modificar este apartado 1 para aplicarlo a cualquier tecnología sin ningún tipo de excepcionalidad y eliminando el plazo de cuatro meses.

Sobre la renovación de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación otorgados antes de la Ley 24/2013. (Disposición transitoria segunda)

La mayoría de las alegaciones hacen referencia al apartado 3 de esta Disposición: "3. El procedimiento de renovación de los permisos será el dispuesto en el artículo 24, salvo lo dispuesto en su apartado 5", apartado que establece el plazo que tiene



el titular de la red para comunicar la concesión o denegación de la solicitud de renovación de los permisos de acceso y conexión, y que entienden que, según lo dispuesto, no resultaría de aplicación para estos casos. Consideran necesario modificar este punto para determinar un plazo concreto de referencia. En todo caso, muchas de las alegaciones no entienden la diferencia planteada respecto a la renovación, por ello proponen eliminar la excepción: "3. El procedimiento de renovación será el previsto en el artículo 24, salvo lo dispuesto en su apartado 5."

En cuanto a las garantías exigidas, y en consonancia con lo propuesto por otros miembros para el artículo 24, algunas alegaciones consideran que, si el propósito de la norma es como parece que todo solicitante de renovación de sus permisos de acceso y conexión deposite garantías por la misma cuantía (4x10 €/kW instalado), sería más claro establecerlo así directamente en el correspondiente precepto (el citado artículo 24.2) para evitar que los promotores se encuentren constituyendo garantías totales por cuantías distintas dependiendo del momento en que obtuvieron inicialmente sus permisos (ya que el importe de las mismas ha sido diferente en el pasado, en función del régimen retributivo y, en su caso, de la tecnología).

Asimismo, respecto al apartado 2, algunas alegaciones consideran deseable concretar qué condiciones técnicas y económicas deben ser aceptadas e incluidas como documento adjunto a la solicitud de renovación, y permitir que sea suficiente con que el solicitante entregue la acreditación de haber presentado las garantías que en su día le hubieran sido exigibles conforme a la legislación aplicable entonces, o bien la acreditación de haber satisfecho ya, en su caso, los importes correspondientes para la realización de las actuaciones necesarias en la red derivadas de la nueva conexión.

Sobre las modificaciones propuestas al Real Decreto 900/2015, de autoconsumo (Disposición Final Segunda)

Numerosas alegaciones hacen referencia a esta parte del proyecto referida a la modificación del RD 900/2015. Muchas de ellas consideran que esta disposición final debe ser íntegramente revisada, y de hecho realizan propuestas de modificación a toda ella, pues consideran que el proyecto de atribuye una parte de la instalación compartida a cada consumidor, convirtiendo en la práctica dicha instalación compartida en una agregación de instalaciones individuales que comparten un elemento físico de producción pero no la energía producida, de forma que se divide la instalación en "cuotas" y se tiene en cuenta únicamente la "demanda horaria individualizada", lo que desvirtúa en gran medida la idea de generación colectiva o compartida.

Por ello proponen que, en caso de que todos los autoconsumidores estén consumiendo a la vez, a cada cual se le atribuya la cuota de titularidad que libremente haya escogido, pero que, en caso de que sólo uno de ellos esté consumiendo, éste siempre tenga prioridad respecto a entregar esa energía a la red eléctrica, de forma que al final del periodo de liquidación, el vecino que haya consumido más de la cuota que le corresponde, compense a los vecinos que



hayan consumido menos, sin necesidad de que el legislador (o la distribuidora) se inmiscuya en las relaciones civiles privadas entre las partes.

Proponen, asimismo, que la tramitación de una instalación de autoconsumo compartido pueda realizarse de forma conjunta, sin necesidad de duplicar o triplicar los trámites con la distribuidora, como si se tratara de instalaciones diferentes.

Quizá la alegación más repetida se refiere al apartado uno, respecto a eliminar la referencia a la necesidad de ubicarse en la misma referencia catastral, puesto que la consideran demasiado limitante, e impediría el autoconsumo compartido "horizontal" (por ejemplo, en urbanizaciones de chalets). Consideran que el autoconsumo colectivo no debiera requerir referencias catastrales e incluir tanto a uno como a varios generadores cuando estos generadores se conectan a la red interior de más de un consumidor ubicados en supercomunidades o urbanizaciones que comparten emplazamientos colindantes con zonas comunes y líneas interiores de red comunes (de enlace), aun cuando no tengan la misma referencia catastral.

Del mismo modo, en el apartado 3 se propone eliminar la referencia a la "misma" referencia catastral" en el redactado del nuevo punto 1 bis propuesto (eliminando el epígrafe a) de dicho nuevo punto 1 bis). Igualmente se propone eliminar el epígrafe d) de dicho punto 1 bis que especifica que los titulares de las instalaciones de generación no podrán ser sujetos distintos de los titulares de los equipos de consumo que realicen autoconsumo colectivo, dado que supone una restricción adicional no establecida en la LSE.

En el mismo sentido, en el apartado 5 también se propone eliminar la referencia a la "misma referencia catastral" en el redactado del nuevo punto 2 bis propuesto (eliminar el epígrafe a) de dicho nuevo punto 2 bis). Asimismo, se propone convertir la excepcionalidad del apartado c) en norma, de forma que los titulares de las instalaciones de producción puedan ser personas físicas o jurídicas distintas de los consumidores asociados, puesto que el RD 900/2015 contempla la posibilidad de que el titular de las instalaciones de consumo pueda no coincidir con el titular de las instalaciones de generación.

Respecto al apartado 6, la mayoría de las alegaciones coinciden en reivindicar que no debe ser necesaria la autorización de todos los consumidores conectados a la red interior, incluso de los que no participen del autoconsumo colectivo —de forma que, tal y como exigiría el proyecto de aprobarse en su redacción propuesta, la falta de acuerdo de todos los consumidores titulares de la red interior a la que se conectan provocaría la inadmisión de la solicitud por parte del titular de la red y se remiten a lo previsto con carácter general en la Ley de propiedad horizontal.

Respecto al apartado 8, prevé que, hasta la aprobación de las instrucciones técnicas complementarias, el encargado de la lectura permitirá la ubicación de los equipos de medida en lugar distinto al del punto frontera siempre que el lugar sea próximo a la misma y resulte accesible al encargado de lectura, de acuerdo con las dos excepciones propuestas. Algunas alegaciones proponen que esta alternativa no tenga carácter excepcional, es decir, si el titular de la instalación de autoconsumo remite al encargado de lectura un escrito en el que se permita el



acceso para la lectura, mantenimiento e inspección, sería condición suficiente para ubicar el contador en una posición alternativa al punto frontera, y que esta alternativa se mantenga después de aprobarse las instrucciones técnicas complementarias que se citan en dicho artículo. Otras alegaciones mantienen el carácter excepcional para la ubicación de los contadores, pero consideran necesario añadir otra condición que es la limitación física (cuadro de contadores, hornacina, etc.) y, en respecto a la condición de que la ubicación de los equipos de medida suponga una inversión superior al 25% el de la instalación de generación, proponen rebajar ese porcentaje al 10% el de la instalación de generación.

En el apartado 15 y 16 también se propone eliminar la referencia a la "misma referencia catastral".

Respecto al apartado 17, alguna Comunidades Autónomas alegan que debería añadirse un apartado en el que se habilite expresamente a las administraciones autonómicas para la creación de un registro de autoconsumo, de manera análoga al texto que recoge el artículo 21.2 de la LSE: "las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todas las instalaciones ubicadas en el ámbito territorial de aquellas". Así como se propone la eliminación de párrafos del apartado 2 del artículo 20 para dejar a criterio de las Comunidades Autónomas la gestión de su propio registro, de forma similar al registro de productores, en el que la Administración del Estado se limitó a indicar el procedimiento para la comunicación de datos entre los dos registros (autonómico y estatal).

Respecto al apartado 23, varias alegaciones inciden en el hecho de que, si existen periodos horarios en los que un consumidor no aprovecha toda la energía horaria neta generada individualizada, este exceso de generación que le corresponde a este consumidor no sea considerado excedente de la instalación, sino que, con objeto de maximizar el autoconsumo del colectivo asociado a estas instalaciones de generación para autoconsumo compartido, sea repartido entre el resto de consumidores asociados a la instalación de generación del colectivo que tengan consumos superiores a sus cuotas de energía horaria neta generada individualizadas en este mismo periodo. Además, proponen que si los consumidores participantes en un autoconsumo colectivo acuerdan los repartos de energía generada y su autoconsumo de manera distinta a la contemplada en el caso general, estas condiciones sean tenidas en cuenta en la contabilización de las asignaciones que se hagan a cada consumidor en su factura.

También se propone la inclusión del concepto de demanda horaria individualizada como el saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución de un consumidor que participa de una instalación de autoconsumo colectivo calculada como la diferencia entre la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor y la energía horaria neta generada individualizada, siendo los valores negativos considerados vertidos horarios.



Sobre la definición de modificaciones no sustanciales. Disposición final octava que modifica el Real Decreto 1955/2000

Varias alegaciones inciden sobre el hecho de que las denominadas "características técnicas básicas" en el apartado 3.b) de la disposición final octava que modifica el artículo 115 del RD 1955/2000 deberían quedar perfectamente definidas, puesto que los ejemplos incluidos entre paréntesis pueden dar lugar a interpretaciones.

Asimismo, consideran que el apartado 3.c) no está suficientemente definido y que puede dar lugar a diversas interpretaciones técnicas, lo mismo que debería aclararse la redacción del apartado 3.g) en relación con lo establecido en los apartados 3.e) y 3.f). Algunas alegaciones consideran que en el apartado 3 f) debería entenderse también como modificación no sustancial las modificaciones de líneas eléctricas que incluso provocando cambios en el trazado se hayan realizado de mutuo acuerdo con los afectados, y en el 3 g) se deberían entender como modificación no sustancial los cambios en los conductores sin condicionar a que sean iguales a los del proyecto original (puesto que para conductores muy antiguos pueden no existir repuestos en el mercado), y en el 3 i) debería quedar perfectamente claro cuáles son las instalaciones de transporte o distribución que no implican cambios retributivos.

En general hay varias alegaciones que manifiestan no estar de acuerdo en que las actuaciones previstas en los determinados apartados tengan la consideración de modificaciones no sustanciales. Argumentan en base al Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero (por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias), y proponen clarificar si cuando el apartado 4º de la ITC-LAT 09 de dicho Real Decreto 223/2008, y el correspondiente apartado 4º de la ITC-RAT 20 del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, se refieren a las instalaciones que no tendrán consideración de ampliaciones ni modificaciones, en realidad se está refiriendo a que no son consideradas como modificaciones sustanciales a los efectos del artículo 53.2 de la LSE. Las actuaciones a que se refieren estos apartados no se calificarían como modificaciones sustanciales, sino como modificaciones de menor entidad que no necesitan autorizaciones administrativas.

Sobre la redefinición de los niveles de tensión asociados a los peajes 6.1 y 6.2

Con motivo de las modificaciones que el proyecto propone sobre el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, dos alegaciones de sendas comunidades autónomas solicitan la revisión de los niveles de tensión considerados en los peajes de acceso 6.

Una de ellas solicita la refundición de los peajes 6.1.A y 6.1.B en un solo 6.1 que abarque tensiones hasta (y por debajo de) 30 kV, en tanto que el 6.2 comenzaría en tensiones iguales a 30 kV. Lo justifica en razones históricas, relacionadas con los criterios de diseño apoyados en el Reglamento de líneas eléctricas aéreas de



alta tensión del año 1968, y en el hecho de que la red a 30 kV no es alimentada desde el inmediato escalón de tensión superior (que comprende tensiones iguales o mayores a 36 kV y por debajo de 72,5 kV), sino desde el que le sigue (que comprende tensiones iguales o mayores a 72,5 kV y por debajo de 145 kV). Apoya además su alegación en lo previsto en la disposición adicional septuagésima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018, que prevé la transferencia a la CNMC de crédito por importe de 40.0000 euros para compensar la pérdida de ingresos en el Sistema Eléctrico por la eliminación del peaje de acceso 6.1.B.

La otra alegación solicita unificar los peajes para 25 kV y 30 kV; defiende que deben pertenecer a un mismo grupo, pues desempeñan la misma función, utilizan el mismo tipo de material y perciben la misma retribución. Según este escrito, desaparecería igualmente el peaje 6.1.B, pero el 6.2 comenzaría en tensiones iguales o superiores a 25 kV. Esta segunda alegación parece por lo tanto presuponer la aceptación de la anterior, pues la normativa vigente establece el límite entre 6.1 y 6.2 en los 36 kV, no en los 30 kV.



ANEXO: Alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad

SE APORTA CD

[CONFIDENCIAL]