ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULAN LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DEL AUTOCONSUMO

IPN/CNMC/005/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta
D.ª María Fernández Pérez

Consejeros
D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala
D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 21 de febrero de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de *'Real decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo'* (en adelante 'la propuesta'), 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 30 de enero de 2019 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) adjuntando para informe la propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN). Dicho oficio solicita en particular el parecer de la CNMC con respecto al último apartado del artículo 13 de la propuesta, relativo a las limitaciones para la representación en el mercado y venta de energía procedente de las instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas en las modalidades de suministro con excedentes.
El mismo 30 de enero de 2019, 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 cinco días hábiles a contar desde el día siguiente hábil a

la recepción de la documentación, esto es, hasta el de 6 de febrero de 2018. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

La propuesta tiene por objeto establecer las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre[1] (en adelante LSE), según la redacción dada por el Real Decreto- ley 15/2018, de 5 de octubre[2] (RDL 15/2018).

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA.

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

La mencionada propuesta consta de preámbulo y 7 capítulos integrados por 22 artículos, 2 disposiciones adicionales, 6 disposiciones transitorias, una derogatoria, 5 finales[3] y 2 anexos.

El **Capítulo I** se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma, que engloba a las instalaciones y sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades del autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la LSE; excepciona del mismo las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de suministro.

El **Capítulo II** establece una serie de definiciones de conceptos relacionados con el autoconsumo, entre los que destaca, por su novedad, el de `*instalación próxima a las de consumo y asociada a la misma´*. Asimismo, distingue dos modalidades de autoconsumo: sin excedentes y con excedentes. Dentro de esta última se realiza una división en dos subgrupos: el tipo 'a', que puede acogerse a compensación de excedentes (para poder acogerse a este tipo, debe cumplir, entre otras condiciones, que la fuente de energía primaria sea de origen renovable, la potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW y que el consumidor y el productor hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo), y el tipo 'b', que contiene los casos de autoconsumo con excedentes que no cumplen los requisitos para clasificarse en la modalidad tipo 'a'.

Adicionalmente, la propuesta señala que el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo, en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las citadas instalaciones de producción próximas.

---

[1] Ley 24/2016, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

[2] Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

[3] Aparentemente son cuatro, pero de las cinco disposiciones adicionales, dos están numeradas como segundas.

El **Capítulo III** regula el régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo; en particular, hace referencia a los requisitos técnicos generales que han de satisfacer las instalaciones de generación, la calidad de servicio, el procedimiento de conexión y acceso, así como las especialidades que han de contemplarse tanto en el contrato de acceso como en el de suministro.

En cuanto a quién debe tener permisos de acceso y conexión indica que: i) los consumidores, independientemente de la modalidad de autoconsumo, deberán disponer de los mismos para sus instalaciones de consumo; ii) las instalaciones de generación en la modalidad de autoconsumo sin excedentes y las de excedentes cuyas instalaciones de generación sean de potencia no superior a 15 kW y se encuentren en suelo urbanizado, estarán exentas de solicitar dichos permisos, y iii) en el resto de modalidades con excedentes deberán disponer de sus correspondientes permisos de acceso y conexión por cada una de las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo de las que sean titulares.

El **Capítulo IV** dispone los requisitos generales, ajustándose a lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto[4] (RD 1110/2007) y particulares de medida de las instalaciones y gestión de la energía.

El **Capítulo V** se refiere al régimen económico y la liquidación de la energía eléctrica producida y consumida y contiene los artículos 13 y 14.

- El artículo 13 se destina a regular el régimen económico de la energía excedentaria y consumida.

  En lo que se refiere a la modalidad de autoconsumo con excedentes tipo ‘a’, la propuesta incluye un mecanismo de compensación simplificada. Esta compensación consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en un periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes. En ningún caso el valor económico de la energía excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía consumida de la red en el periodo de facturación.

  En cuanto al productor acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes tipo ‘b’, la propuesta indica que percibirá por la energía horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes, de acuerdo con la normativa en vigor.

- El articulo 14 expone la liquidación y facturación de las modalidades de autoconsumo.

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

El **Capítulo VI** describe la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como los cargos a las distintas modalidades de autoconsumo. El capítulo comprende del artículo 15 al 17 correspondientes respectivamente a:

i) La aplicación a los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica,

ii) Los consumidores en las modalidades de autoconsumo, y

iii) La aplicación de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico que normativamente se establezcan.

El **Capítulo VII** se destina a describir el procedimiento de inscripción en el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, así como la inspección de la aplicación de las modalidades de autoconsumo y el régimen sancionador aplicable por incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos por la propuesta.

La propuesta contiene además **2 disposiciones adicionales** —referidas a una serie de mandatos dirigidos al Operador del Sistema (OS) y a la obligación de remisión por parte de los gestores de red a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) de determinada información de las instalaciones de consumo con fines estadísticos—, **6 disposiciones transitorias** relativas a distintos textos legislativos, una **disposición derogatoria** —que aplica fundamentalmente al Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre [5] (RD 900/2015), salvo algunas de sus disposiciones, y un apartado del RD 842/2002, de 2 de agosto[6], y **5 disposiciones finales**.

En cuanto a las disposiciones transitorias y finales, se citan a continuación algunas de ellas:

- La disposición transitoria primera recoge la adaptación de los sujetos acogidos a las modalidades de autoconsumo existentes al amparo de lo regulado en el RD 900/2015, para su clasificación conforme al nuevo marco normativo del autoconsumo que es objeto de la propuesta.

- La disposición transitoria segunda, mantiene la figura de las configuraciones singulares de la medida de las cogeneraciones, condicionada al cumplimento de determinados requisitos.

- La disposición transitoria tercera establece que los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos

[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] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión

acogidos a alguna modalidad de autoconsumo serán los establecidos en el artículo 9 de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre[7], o norma que la sustituya. En cuanto a los cargos, indica que no serán de aplicación hasta que se aprueben los cargos asociados al sistema eléctrico, en desarrollo de lo dispuesto en el artículo 16 de la LSE y en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero[8].

- La disposición transitoria cuarta se refiere a la facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan de contadores de telegestión efectivamente integrados.

- La disposición transitoria quinta establece que, a la espera de un desarrollo normativo específico, los posibles elementos de acumulación se instalarán de tal forma que compartan equipo de medida y protecciones con la instalación de generación.

- La disposición transitoria sexta establece que las cantidades recaudadas por los distribuidores en concepto de facturación de energía reactiva desde la entrada en vigor del RDL 15/2018 hasta la entrada en vigor de la propuesta estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre[9].

- La disposición final primera modifica el RD 1110/2007 para, entre otros cambios, añadir los puntos de medida tipo 4 en frontera de generación (antes existían solo en consumo).

- La disposición final segunda modifica la ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto

- La disposición final tercera modifica el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre[10], en lo que se refiere a que las cantidades recaudadas por los distribuidores en concepto de facturación de energía reactiva. Desde la entrada en vigor del RDL 15/2018, y hasta la entrada en vigor de la propuesta,

[7] Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.

[8] Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

[9] 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.

[10] 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.

estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre[11].

Finalmente, la propuesta incluye dos anexos. El Anexo I establece la fórmula de cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red. Por su parte, el Anexo II detalla la estructura del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica y el fichero a cumplimentar por las Comunidades Autónomas y Ciudades Autónomas (CCAA) de Ceuta y Melilla para el intercambio de datos.

3. VALORACIÓN GENERAL DE LA PROPUESTA.

Tras la modificación del artículo 9[12] de la LSE por el RDL 15/2018, la propuesta constituye el desarrollo normativo necesario previsto en la disposición final cuarta del propio RDL 15/2018 para la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la actividad de autoconsumo, en sustitución del RD 900/2015[13].

La propuesta simplifica las modalidades de autoconsumo y los trámites administrativos y de registro, define el concepto de 'instalación próxima' a los efectos de regular el autoconsumo colectivo, confirma la eliminación del cargo a la energía autoconsumida, crea un mecanismo de compensación simplificada para retribuir al autoconsumidor con excedentes los vertidos de energía a la red, y facilita la instalación de elementos de acumulación sin más requisitos que cumplir las normativas de seguridad y calidad industrial.

Con carácter general, la CNMC valora positivamente la propuesta, en la que se han tenido en cuenta elementos de gradualidad y prudencia a la hora de regular los aspectos más novedosos introducidos por el RDL 15/2018. No obstante, sin perjuicio de la valoración general positiva, cabe destacar las siguientes propuestas de mejora, que se detallan en las consideraciones generales y particulares desarrolladas en los siguientes epígrafes, y que se resumen en las Conclusiones.

[11] 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.

[12] La modificación del artículo 9 de la LSE se constituye en los siguientes términos: estableciendo una nueva definición de autoconsumo –con la inclusión del autoconsumo colectivo-, reduciendo a dos las modalidades de autoconsumo –con y sin excedentes, eliminándose la limitación de la potencia de la generación o su relación con la potencia del consumo asociado - , eliminando los cargos y peajes por la energía autoconsumida, simplificando los permisos de acceso y conexión, permitiendo la compensación entre el déficit y el superávit de la energía de las instalaciones de autoconsumo con excedentes de potencia igual o inferior a 100 y estableciendo un registro simplificado de ámbito estatal para fines estadísticos. A esto se añaden disposiciones para la simplificación de las condiciones técnicas y administrativas para la conexión a la red.

[13] Objeto del informe IPN/DE/011/15, de fecha 8 de julio de 2015.

Por otra parte, la propuesta, en línea con lo establecido en el RDL 15/2018, elimina los límites de potencia de generación, permitiéndose por tanto instalaciones de autoconsumo de gran potencia. Sin embargo, la propuesta parece centrarse fundamentalmente en las instalaciones de pequeño tamaño (destinada a consumidores domésticos y/o PYMES).

La MAIN realiza una valoración de impacto económico de forma conjunta sobre los ingresos por peajes y cargos, empleando la normativa vigente. No se alude a los posibles impactos que tendrían únicamente repercusión sobre los cargos, en tanto está por desarrollar una metodología que detalle el procedimiento para su asignación. Tampoco se computan otros posibles efectos tanto positivos —reducción de pérdidas— como negativos —incremento de costes de gestión comercial en las comercializadoras de referencia, por ejemplo—. Se recomienda establecer un mecanismo de supervisión y control de dichos impactos.

Respecto de los procedimientos establecidos de acceso y conexión, se insta a la coordinación y coherencia de los mismos con los desarrollos normativos pendientes en esta materia que pongan al día los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, de una parte, así como el acceso y conexión a red de las mismas, de otra, nuevamente conforme a lo previsto en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

Respecto de las definiciones de las distintas modalidades de autoconsumo, se han detectado algunas incoherencias que deben ser subsanadas, tales como la aclaración sobre que el autoconsumo colectivo es posible en cualquiera de las modalidades de autoconsumo, sin y con excedentes.

Otro ejemplo sería respecto la definición de instalación de producción próxima, la destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla alguna de las condiciones establecidas en el artículo 3.g). A este respecto se han detectado algunas ambigüedades interpretativas tales como cuáles serían los elementos entre los que habría de medirse la distancia a cotejar con la referencia de los 500 metros, o las distintas referencias catastrales utilizadas en el territorio nacional y las comunidades forales.

En relación con el mecanismo simplificado de compensación de los excedentes, se valoran positivamente las medidas de gradualidad previstas (limitación de la compensación a un periodo de facturación o coeficientes fijos de reparto), con independencia de su posible desarrollo futuro.

No obstante, si bien la descripción de este mecanismo se centra únicamente en el análisis económico de esa compensación, es importante diferenciar la relación entre consumidor-comercializador por la adquisición de energía y representante de la generación excedentaria, de las relaciones entre el distribuidor-comercializador-sistema a la hora de liquidar la energía en el mercado.

Así, no debe confundirse el hecho de que el balance económico que resulta de la compensación simplificada no pueda ser negativo, a que las medidas deban reflejar el intercambio real de energía en cada hora, con independencia de que, en cómputo mensual, el saldo económico correspondiente sea positivo o negativo. Esta misma consideración es aplicable al autoconsumo colectivo con o sin excedentes.

Finalmente, en relación con la representación de la energía excedentaria, si bien aún no se cuenta con suficiente experiencia sobre el autoconsumo en España, es previsible que el desarrollo de esta actividad esté ligado a la actividad de comercialización. En tal caso, se recuerda que los operadores dominantes del sector eléctrico[14] —Endesa, Iberdrola, EDP/Hidrocantábrico y Naturgy—, cuentan con una cuota en el mercado minorista español, en el entorno del 90%, por lo que el mantenimiento de esta limitación a la representación podría ralentizar el desarrollo del autoconsumo.

4. CONSIDERACIONES GENERALES

4.1. Sobre la necesidad del trámite de urgencia

El oficio por el que la SEE solicita informe alude al Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 7 de diciembre de 2018 por el que se autoriza la tramitación urgente de la propuesta. Se tiene además que la disposición final cuarta ('Habilitación para el desarrollo reglamentario') del RDL 15/2018 contempla expresamente que *«el Gobierno dictará en el plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto-ley* [plazo que se cumplió el pasado 7 de enero] *cuantas disposiciones reglamentarias sean precisas para el desarrollo y ejecución de lo dispuesto en el artículo 18* [el cual trata las modificaciones a introducir en la LSE para el desarrollo del autoconsumo de electricidad].*»*

Una vez más debe subrayarse que es desaconsejable acudir de forma recurrente a la tramitación urgente, habitual en el desarrollo normativo del sector energético en general y del eléctrico en particular. La celeridad en la formulación y aprobación de la propuesta no puede ir en contra de la contribución de los sectores implicados y afectados por la misma.

La consulta pública constituye un instrumento tanto más valioso cuanto más amplio es el ámbito de aplicación de una norma, y mayor la diversidad de la casuística que enfrenta. La propuesta persigue impulsar decididamente el autoconsumo apelando a la generalización del mismo, idealmente sin excluir a ningún consumidor, mediante la facilitación del autoconsumo colectivo. Se

[14] De acuerdo con la Resolución de 30 de octubre de 2018, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen y publican la relación de operadores que tienen la consideración de dominantes en los sectores energéticos, los operadores dominantes en el sector eléctrico son Endesa, Iberdrola, EdP/Hidrocantábrico y Naturgy.

reconoce asimismo la importancia de lograr la estabilidad del marco jurídico del autoconsumo, imprescindible para desencadenar decisiones de inversión y garantizar su éxito.

Una buena forma de servir la descrita vocación de universalidad y permanencia pasa por garantizar un trámite de audiencia suficiente, que alcance una multiplicidad de sujetos —particularmente las distintas administraciones autonómicas y locales tan directamente concernidas— y permita contemplar situaciones diferentes, minimizando posteriores modificaciones.

La norma aún vigente (al menos parcialmente) data de octubre de 2015; el real decreto-ley que la ha alterado sustancialmente, de octubre del pasado 2018. Concluido enero de 2019, la propuesta se habría visto beneficiada de una tramitación ordinaria que hubiera permitido la debida y suficiente participación por parte de todos los agentes interesados en su implantación, pues reviste cambios muy sustanciales respecto de la normativa actual (autoconsumo colectivo, modificación del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, nuevos registros administrativos, etc.) cuya complejidad requiere de un análisis profundo para analizar sus implicaciones, especialmente en materia de seguridad de las personas.

Adicionalmente, aunque el RDL 15/2018 fue convalidado por Acuerdo del Congreso de los Diputados en fecha 18 de octubre de 2018[15], se encuentra actualmente en tramitación en las Cortes Generales como Proyecto de Ley[16] —estando a la fecha de redacción de este informe todavía abierto el plazo para la presentación de enmiendas al articulado del mismo—. La propuesta podría verse afectada por las modificaciones que finalmente se introdujeran en el tenor literal de dicho Real Decreto-ley, lo que debería tenerse en consideración de cara a la aprobación final de la propuesta.

4.2. Sobre la adecuación a la reciente normativa europea relevante para el autoconsumo

Con fecha 21 de diciembre de 2018 ha sido publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea la *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*. El plazo para la trasposición de esta Directiva se establece (artículo 36) en el 30 de junio de 2021. Casi todos los preceptos que introduce respecto al autoconsumo ya se recogen en la propuesta, por lo que el real decreto

[15] Resolución de 18 de octubre de 2018, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de Convalidación del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

[16] (121/000031) Proyecto de Ley de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (procedente del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre).

al que dé lugar debiera ser la norma que trasponga a nuestro ordenamiento jurídico las restantes directrices establecidas en la mencionada Directiva[17].

En particular, para garantizar la sostenibilidad financiera, la Directiva establece como salvaguarda que los Estados miembros podrán aplicar cargos y tasas no discriminatorios y proporcionados a los autoconsumidores de energías renovables, en relación con su electricidad renovable autogenerada, de darse uno o varios de los casos siguientes:

i) Si la electricidad renovable autogenerada cuenta realmente con ayuda a través de sistemas de apoyo;

ii) A partir del 1 de diciembre de 2026, si la cuota global de instalaciones de autoconsumo supera el 8 % de la capacidad instalada total de electricidad de un Estado miembro, o

iii) Si la electricidad renovable autogenerada se produce *«en instalaciones que superen 30 kW de la capacidad instalada total de electricidad»* (es decir, en instalaciones cuya capacidad eléctrica total instalada supere los 30 kW, conforme la versión en lengua inglesa).

Por otra parte, se señala igualmente que en relación con los requisitos técnicos de las unidades de generación que conformen las instalaciones de generación o

[17] Dada la creciente importancia del autoconsumo de electricidad, la Directiva considera necesario establecer un marco normativo que habilite a los autoconsumidores de energías renovables para generar, consumir, almacenar y vender electricidad sin hacer frente a cargas desproporcionadas (Considerando 66). En especial considera que los hogares y las comunidades que participan en el autoconsumo de energías renovables deben mantener sus derechos como consumidores, incluido el derecho a contratar con el proveedor de su elección y a cambiar de proveedor (Considerando 72).

El artículo 15 establece la obligación a los Estados miembros de adoptar los procedimientos administrativos, reglamentos y códigos necesarios para favorecer el autoconsumo de energías renovables y las denominadas 'comunidades de energías renovables'. El artículo 18 encomienda a los Estados miembros, y a sus autoridades regionales y locales, la difusión de la información y la formación necesaria para el fomento, entre otras acciones, del autoconsumo renovable.

El artículo 21 se dedica en exclusiva a la regulación del autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables, estableciendo en primer lugar que los Estados miembros garantizarán que los consumidores tengan derecho a convertirse en autoconsumidores de energías renovables, de manera individual o mediante agregadores. Para ello podrán generar energía renovable, incluido para su propio consumo, almacenar y vender su excedente de producción de electricidad renovable, instalar y utilizar sistemas de almacenamiento de electricidad combinados con instalaciones que generen electricidad renovable para el autoconsumo sin estar sujetos a ningún tipo de doble carga, preservar sus derechos y obligaciones como consumidores finales, y recibir una remuneración (incluido a través de sistemas de apoyo) por la electricidad renovable autogenerada vertida a la red.

La Directiva contempla asimismo la posibilidad de que las instalaciones de los autoconsumidores de energías renovables puedan *«ser propiedad de un tercero o estar gestionadas por un tercero en lo que atañe a la instalación, el funcionamiento, incluida la medición y el mantenimiento, siempre que el tercero quede sujeto a las instrucciones del autoconsumidor de energías renovables. El tercero no tendrá la consideración de autoconsumidor de energías renovables.»*

producción en autoconsumo descritas a lo largo del articulado de la propuesta, esta debería remitirse a los requisitos 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*[18]. Se han aprobado asimismo otros dos Reglamentos (UE) estrechamente relacionados, uno referente a la conexión, en corriente continua, de los llamados 'módulos de parque eléctrico'[19], y otro referido a la conexión de la demanda[20].

En este sentido, es asimismo urgente la aprobación de la regulación sobre 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio' (actual P.O.12.2), así como de la restante normativa de distinto rango cuya adaptación es necesaria para el cumplimiento de los citados Reglamentos que, como tales, son de aplicación directa y no requieren trasposición. Otro tanto cabe decir de la necesaria modificación de los Procedimientos de Operación de la serie 10 (medidas) y de la aprobación pospuesta ya por más de una década de las Instrucciones Técnicas Complementarias de medidas, disposiciones todas ellas cuyas modificaciones fueron propuestas e informadas, pero nunca publicadas, con motivo de la aprobación del RD 900/2015, y que ahora habrá que adaptar de nuevo.

4.3. Sobre el impacto económico y presupuestario de la propuesta

El epígrafe 2 de la MAIN presenta una estimación cuantitativa del impacto que se derivaría de la instalación de 100 MW de generación fotovoltaica destinada al autoconsumo, en el sector eléctrico y desde el punto de vista fiscal.

Sin perjuicio de las consideraciones hechas en este mismo informe respecto del respectivo ámbito competencial de MITECO y CNMC en la determinación de los cargos y de los peajes de acceso, y no obstante la desaparición del cargo transitorio por energía autoconsumida, las estimaciones que siguen consideran, en su caso, el impacto conjunto sobre los ingresos por peajes y cargos empleando la normativa vigente, con la que no es posible aún diferenciar la aportación de una y otra componente. No se alude a los posibles impactos que tendrían únicamente repercusión sobre los cargos, en tanto está por desarrollar una metodología que detalle el procedimiento para su asignación.

Se ha tenido en cuenta por otra parte el escenario de cobertura de demanda y precios de mercado del Informe elaborado en respuesta a la solicitud de datos por

[18] 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.

[19] Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

[20] 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.

parte de la DGPEM para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2019, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de octubre de 2018.

Respecto de la valoración presentada cabe formular las siguientes observaciones:

1º La previsión de la ratio de energía autoconsumida (75%) parece elevada. Según la información disponible hasta la liquidación 12/2018 en la base de datos de liquidaciones, el autoconsumo representa, en términos medios, el 52,1% de la demanda de los consumidores acogidos al mismo. Incrementar ese valor de referencia hasta el 75% conllevaría una inversión en dispositivos de almacenamiento (y una adaptación de los hábitos de consumo) difícilmente alcanzable por una generalidad de consumidores.

2º El impacto de la instalación de 100 MW de potencia sobre los ingresos por peajes y cargos parece sobrestimado.

Al respecto se indica que, en el caso económicamente más desfavorable para el sistema (que los 100 MW de generación fotovoltaica se instalaran en consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria, esto es, suministros acogidos al peaje 2.0 A), la facturación por el término variable de peajes y cargos se reduciría en 4,16 M€[21].

En el caso de distribuir la producción autoconsumida por peaje de acceso proporcionalmente a la potencia contratada en el periodo de punta[22] (periodo 1), la facturación por el término variable[23] del peaje de acceso se reduciría en 3,1 M€.

En caso de distribuir la producción autoconsumida proporcionalmente al consumo registrado por peaje de acceso, la facturación por el término variable del peaje de acceso se reduciría en 1,8 M€.

Por el contrario, no se ha tenido en cuenta el impacto sobre los peajes de generación de la energía generada por la instalación fotovoltaica. Conforme al artículo 15 de la propuesta solo se deberá hacer frente a los peajes de

[21] Los ingresos por el término variable se reducirían en 94.418 MWh (energía autoconsumida) * 0,44027 €/kWh (precio del término variable del peaje 2.0 A).

[22] Según la MAIN, la potencia instalada se ha distribuido por peaje en función de la potencia contratada, sin especificar en qué periodo. Se ha tomado como mejor aproximación la potencia contratada en el periodo 1.

[23] La energía autoconsumida asignada a cada peaje de acceso se distribuye por periodo horario en función del perfil de generación que resulta de aplicar el promedio de las zonas definidas en el Anexo IV ('Perfiles horarios para las instalaciones que no cuenten con medida horaria'; 'Factor de funcionamiento para un perfil horario de una instalación fotovoltaica') del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, teniendo en cuenta el desplazamiento entre la hora solar y la hora civil.

generación en el caso de autoconsumo con excedentes tipo 'b', quedando exentas el resto de modalidades.

Los ingresos por peajes de generación se reducirían en 0,05 M€ y 0,07 M€[24] en caso del autoconsumo del tipo 'b' y del resto de modalidades, respectivamente.

3º En la valoración no se ha tenido en cuenta el impacto de la reducción del precio del mercado en la recaudación de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre[25] (Ley 15/2012). Se estima en 0,42 M€ la reducción de la recaudación por el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, resultado de multiplicar la generación bruta prevista para el ejercicio 2019 (268.024 GWh) por el impacto que tendría en el precio del mercado la instalación de 100 MW de potencia fotovoltaica (0,22 €/MWh[26]) y por el tipo impositivo (7%).

4º Adicionalmente, habría que considerar el impacto sobre los ingresos de la Ley 15/2012 por la energía autoconsumida. Cabe señalar que el impacto sería diferente en función de la modalidad de autoconsumo (tipo 'b' y resto de modalidades) y generación desplazada (ciclo combinado o carbón).

En el caso de la modalidad de autoconsumo tipo 'b' se estima en 0,49 M€ (94.418 MWh autoconsumidos * 5,16 €/MWh) la reducción de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 por el autoconsumo cuando la tecnología desplazada es el ciclo combinado y en 1,12 M€ cuando la tecnología desplazada es el carbón (94.418 MWh autoconsumidos * 11,84 €/MWh).

En el caso del resto de modalidades de autoconsumo la reducción de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 por el autoconsumo ascendería a 0,65 M€ cuando la tecnología desplazada es el ciclo combinado y a 1,49 M€ (125.981 MWh autoconsumidos * 5,16 €/MWh) cuando la tecnología desplazada es el carbón (125.981 MWh autoconsumidos * 11,84 €/MWh).

5º Por otra parte, la reducción del precio del mercado tiene un impacto en la retribución adicional, en la medida en que la metodología de cálculo de este concepto retributivo tiene en cuenta los ingresos obtenidos por la venta de energía en el mercado[27].

[24] En el caso del autoconsumo tipo 'b' los peajes de generación se reducirían en 94.418 MWh autoconsumidos * (1 + pérdidas) * 0,5 €/MWh. Para el resto de las modalidades los ingresos por peajes de generación se reducirían en 125.891 MWh generados * (1 + pérdidas) * 0,5 €/MWh. Se han considerado las pérdidas medias resultantes para 2018 (10,6%).

[25] Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

[26] Se han realizado diversas simulaciones que arrojan un impacto similar al recogido en la MAIN.

[27] El potencial impacto sobre la retribución específica estaría acotado conforme a los límites dispuestos en el artículo 22 ('Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el

En particular, se estima que una reducción del precio de mercado en 0,022 €/MWh supondría un aumento de la retribución adicional de 0,27 M€, de los cuales el 0,14 M€ impactaría en el sector eléctrico y 0,14 M€ en los Presupuestos Generales del Estado.

6º En cuanto al impacto sobre el bono social derivado por el menor precio de mercado, dado que el coste es soportado por las empresas comercializadoras, no procede incluirlo en el impacto sobre el sector eléctrico.

7º Respecto de la reducción de ingresos por derechos de emisión de CO_2, se ha detectado una inconsistencia entre el factor de emisión considerado en el cálculo de la reducción de emisiones de CO_2 (0,30) y el señalado en las hipótesis (0,28). Asimismo, parece existir una discrepancia entre el precio de la tonelada de CO_2 (20 €/tCO_2) considerado en las hipótesis y el aplicado en la estimación del impacto fiscal (14 €/tCO_2).

Por otro lado, la MAIN admite que no computa otros posibles efectos positivos para el sistema eléctrico, *«debido a su más difícil cuantificación y al hecho de que se producirán […] solo en el medio y largo plazo»*, como pueda ser la reducción de pérdidas en las redes derivadas de la disminución de flujos de energía a largas distancias (advierte no obstante que este beneficio depende de un correcto dimensionamiento de las instalaciones que minimice los excedentes vertidos). Es en efecto aventurado cuantificar este efecto, pero cabe suponer que el posible aplazamiento en la extensión o refuerzo de las redes existentes inducido por la reducción de pérdidas requerirá de un esfuerzo complementario orientado a la modernización y digitalización de la red: al menos parte de lo que se ahorre en cobre habrá de emplearse en silicio, y en función de la topología de las distintas áreas, una mayor capilaridad en la distribución de los recursos de generación requerirá redes, si no de mayor capacidad, sí en todo caso más complejas.

La tabla que sigue resume los impactos anteriormente descritos:

precio del mercado') del RD 413/2014, y su efecto se laminaría en todo caso hasta el fin de la vida útil regulatoria de las instalaciones perceptoras de dicha retribución.

Tabla 1. Comparativa sobre los impactos económicos en el sector eléctrico y fiscal, en millones de euros

Análisis de impactos (M€)	MITECO	Estimación CNMC	
		Escenario más desfavorable	Escenario más favorable
Impacto sobre el sector eléctrico			
I. Impacto sobre los costes e ingresos regulados	**- 5,42**	**- 6,27**	**- 3,60**
- Reducción de ingresos del sistema por peajes y cargos	**- 5,42**	**- 4,23**	**- 1,93**
Peajes y cargos de consumidores	- 5,42	- 4,16	- 1,88
Peajes y cargos de generadores (1)		- 0,07	- 0,05
- Reducción de ingresos por la aplicación de la Ley 15/2002		**- 1,90**	**- 1,53**
Por reducción de precio de mercado		- 0,41	- 0,41
Por impacto del autoconsumo		- 1,49	- 1,12
- Incremento de la retribución adicional		**- 0,14**	**- 0,14**
II. Impacto sobre el coste del mercado (*)	**5,90**	**5,90 (*)**	**5,90 (*)**
Impacto total	**- 5,42**	**- 0,37**	**2,30**
Impacto fiscal			
- Impuesto electricidad (4,864%)	**- 0,58**	**- 0,52**	**- 0,40**
- Impuesto sobre el valor añadido	**29,25**	**29,48**	**29,94**
- Disminución ingresos por la factura eléctrica	- 2,25	- 2,02	- 1,56
+ Aumento de ingresos de IVA por inversión (1,5 €/Wpico) (*)	31,50	31,50 (*)	31,50 (*)
- Incremento de la retribución adicional con cargo a los PGE		**- 1,54**	**- 1,54**
- Reducción de ingresos por derechos de emisión CO_2	**- 0,53**	**- 0,70**	**- 0,70**
Impacto total	**28,14**	**26,72**	**27,29**

(*) Estimación tomada de la MAIN.

Conforme a lo expuesto en relación con la adecuación del texto a la normativa comunitaria de reciente aprobación, y de forma análoga a la contemplada en esta última[28], se recomienda incorporar de forma expresa en la propuesta la realización de evaluaciones periódicas del impacto económico de su aplicación con motivo de la superación de determinados hitos, formulados en términos absolutos o relativos, en el despliegue de capacidad de generación instalada asociada a alguna de las modalidades de autoconsumo.

Finalmente, se considera que la aplicación de los procedimientos administrativos, de gestión comercial, así como de facturación específicamente relacionados con el contenido de la propuesta, en el caso de las comercializadoras de referencia suponen a estas un coste que debe ser tomado en consideración en la revisión del componente 'RMRf' de los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC), definido en el artículo 24 ('Metodología para la fijación de la retribución por costes de explotación') del Real Decreto 469/2016[29], de 18 de noviembre, pues se debe a una medida regulatoria no contemplada en el establecimiento de los costes de comercialización vigentes[30].

[28] Véase el apartado 3 del artículo 21 (Autoconsumidores renovables) de la citada Directiva (UE) 2018/2001.

[29] Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

[30] Conforme el citado artículo 24 del Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, el componente RMRf es definido como la *«Retribución por otros costes de naturaleza fija debidos a medidas*

4.4. Sobre la representación de los excedentes del autoconsumo

La propuesta elimina las limitaciones a la representación del autoconsumo en el mercado reguladas en el artículo 53.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio[31] (RD 413/2014). Este artículo dispone que no podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos aquellas personas jurídicas para las que la cuota conjunta de participación en la oferta del mercado de producción en el último año sea superior al 10% ciento, entendiendo como tal la suma de la cuota del grupo de sociedades del sujeto representante y el sujeto representado, como vendedores en el mercado de producción.

De acuerdo con las cuotas actuales de ventas en el mercado de generación, la eliminación de esta limitación tendría un impacto limitado en el corto plazo, dado que, de acuerdo con la tabla siguiente, únicamente habría un agente (AXPO) con una cuota cercana al 10% en el ámbito del MIBEL, distinto a los operadores dominantes.

Tabla 2. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales en el ámbito del MIBEL. Año 2017

Nota: Se muestran las cuotas teniendo en cuenta el agente titular o el representante de la energía.

Grupo empresarial	Cuota
END	22%
NATURGY	17%
EDP	11%
IB	9%
AXPO	7%
ACCIONA	5%
VIE	4%
RENTRADING	3%
ENERGYAVM	3%
WMARK	2%
NEXUS	2%
CEPSA	2%
REPSOL	1%
GENERA	1%
ENGIE	1%
OTROS	12%
TOTAL	100%

regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español, expresado en €/kW y año.»

[31] 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.

Sin embargo, la propuesta no elimina la limitación fijada en el artículo 53.5 del RD 413/2014 a los operadores dominantes del sector eléctrico, por la cual estas empresas únicamente pueden representar a aquellas instalaciones de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento.

A este respecto, cabe señalar que, si bien no se cuenta con suficiente experiencia sobre el autoconsumo en España, es probable que el desarrollo de esta actividad venga ligado a la actividad de comercialización, teniendo en cuenta el impacto que tiene sobre el suministro y, en particular, sobre la facturación energética. En tal caso, se recuerda que los operadores dominantes del sector eléctrico[32] —Endesa, Iberdrola, EDP/Hidrocantábrico y Naturgy—, cuentan con una cuota en el mercado minorista español en el entorno del 90%, por lo que el mantenimiento de esta limitación a la representación podría ralentizar el desarrollo del autoconsumo.

Por ello, cabría plantearse adicionalmente a la eliminación propuesta, también la de la limitación prevista en el artículo 53.5 del RD 413/2014, siempre y cuando dicha representación se limite a la de instalaciones de producción a partir de energías renovables ligadas al autoconsumo. En caso de que esta representación no se limitara a las energías renovables, se estaría permitiendo tanto a las empresas con cuota superior al 10% como a los operadores dominantes la posibilidad de representar a las actuales instalaciones de cogeneración y residuos que se acogieran a la modalidad de autoconsumo con excedentes tipo 'b'.

Dado que el alcance de este real decreto se circunscribe a evitar restricciones al desarrollo del autoconsumo, coadyuvando a la consecución de objetivos medioambientales, y dada la urgencia de su tramitación, no parece aconsejable pronunciarse de una forma precipitada sobre los límites a la representación de cualquier tipo de instalación, debiendo su análisis llevarse a cabo en un ámbito más global y sosegado.

Tabla 3. Evolución de las cuotas de energía suministrada en el mercado minorista (libre + Comercialización de referencia) por grupo de comercialización para el segmento doméstico.

	ENDESA	*IBERDROLA*	*NATURGY*	*EDP*	*VIESGO*	*OTROS*	*CUOTA Operadores dominantes*
2015	40%	34%	17%	3%	2%	4%	**94%**
2016	39%	33%	17%	3%	2%	5%	**92%**
2017	38%	33%	17%	3%	2%	6%	**91%**

Fuente: Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad. Año 2017. CNMC

[32] De acuerdo con la Resolución de 30 de octubre de 2018, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen y publican la relación de operadores que tienen la consideración de dominantes en los sectores energéticos, los operadores dominantes en el sector eléctrico son Endesa, Iberdrola, EdP/Hidrocantábrico y Naturgy.

Por lo anterior, el artículo 13.8 del proyecto de real decreto debería hacer referencia también al artículo 53.5, y no solo al 53.6, en lo que se refiere al autoconsumo a partir de energías renovables, y sin perjuicio de la revisión periódica del impacto sobre la competencia de esta medida, tal y como prevé el último párrafo del artículo 13.8 de la propuesta. A este respecto (véase el siguiente epígrafe), debiera igualmente prevenirse que la normal actividad de producción pudiera *vestirse* como un supuesto autoconsumo (sirviéndose por ejemplo de algún pequeño consumo asociado no ligado a los servicios auxiliares de producción) para eludir las repetidas limitaciones.

4.5. Sobre la no existencia de límites en la potencia de generación con relación a la potencia de consumo

El RD 900/2015 restringía la modalidad de suministro con autoconsumo (aquella que no percibía compensación económica por la energía excedentaria) a los consumidores con una potencia contratada no superior a 100 kW e imponía que la potencia de la instalación de generación fuera igual o inferior a la potencia contratada como consumidor (salvo en el caso de las cogeneraciones preexistentes[33]; no así con carácter general para las plantas de tratamiento de residuos).

Esto introducía una discrepancia con el ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre[34] (RD 1699/2011), que se extendía a las cogeneraciones, biomasas y biogases de hasta 1000 kW *«que se conecten a las líneas de tensión no superior a 36 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de una red interior de un consumidor»*, y obligaba a clasificar como producción con autoconsumo (el entonces llamado 'tipo 2'), con los requisitos que ello impone, configuraciones en las cuales no cabe esperar vertido alguno de excedentes (por ejemplo, en una pequeña fotovoltaica asociada a un gran consumidor con una carga base claramente superior a la potencia de la instalación de generación), aspectos criticados en su día por esta misma Sala.

La relajación de estas restricciones, introducida por el RDL 15/2018 y desarrollada en la propuesta, constituye un cambio positivo, pero se va al extremo opuesto cuando no incluye ningún límite en este sentido. Tan inapropiado era tratar como productor un gran punto de suministro con una pequeña generación embebida, como podría serlo dar tratamiento de autoconsumo a una generalidad de

[33] Conforme la disposición transitoria segunda ('Instalaciones de cogeneración que cuenten con autorización de explotación') del RD 900/2015, *«Las instalaciones de cogeneración de las categorías a) y c), y de los grupos b.6), b.7) y b.8) previstos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que a la entrada en vigor de este real decreto cuenten con autorización de explotación o documento equivalente, quedan exceptuadas del requisito previsto en el apartado a) del artículo 5.2.»*; dicho artículo 5.2.a) establecía que *«La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.»*

[34] 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.

productores, muchos de los cuales cuentan con pequeños consumos asociados que no se ciñen al concepto de servicios auxiliares[35].

Para prevenir que pudiera llegar a enmascararse la actividad de producción, ejercida de forma convencional, como un supuesto autoconsumo (por ejemplo para eludir el cumplimiento de algún requerimiento técnico o, en determinadas configuraciones, el pago del peaje de generación, o bien aprovechar la exención de las restricciones a la representación por parte de determinados operadores), la propuesta debiera expresamente remitir al cumplimiento de cuantos requisitos sean exigibles por la normativa para las instalaciones de iguales características y, en particular, a los enumerados en el artículo 7 ('Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos') del RD 413/2014, en lo que atañe a la adscripción a un centro de control de generación, la remisión de telemedidas o la capacidad de soportar huecos de tensión, entre otras.

Finalmente, cabe señalar que *todas* las instalaciones de generación asociadas a cualquiera de las modalidades de autoconsumo a través de red no interior, independientemente de que tengan o no que estar inscritas en el correspondiente registro de producción, deberían estar identificadas por un código CIL[36] que permita su vinculación con el consumidor a efectos de contratación, facturación etc., lo cual debería reflejarse asimismo en el Anexo II ('Estructura del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica y modelos del fichero de intercambio de datos con las comunidades y ciudades autónomas'), cuya redacción propuesta contempla únicamente la inclusión del CIL *«si procede».*

4.6. Sobre los peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema

El pasado 12 de enero fue publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural (RDL 1/2019).

Teniendo en cuenta el distinto ámbito competencial del MITECO y de la CNMC respecto a la determinación de los peajes de acceso a las redes de transporte y

[35] Conforme a la definición contenida en el artículo 3 del RD 1110/2007: *«Servicios auxiliares de producción: son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central.»*

[36] CIL: «Código de la instalación de producción a efectos de liquidación», definido por la Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

distribución y de los cargos por otros costes del sistema, se considera necesario incorporar en la propuesta los siguientes aspectos:

- Sustituir las referencias a peajes de acceso por la referencia a peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y, en su caso, cargos.
- Sustituir las referencias a los Reales Decretos 1164/2001 y 1544/2011, por una referencia genérica a la normativa que establezca los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos que resulten de aplicación en cada momento.

Además, y en línea con las mencionadas consideraciones generales sobre los peajes de acceso a las redes y los cargos, se considera necesario modificar las definiciones incluidas en el apartado y) del artículo 3 —*Potencia a facturar al consumidor*— de la propuesta, en al apartado 5 de su artículo 13, y en los artículos 15 y 16, haciendo referencia en todos ellos a la conformidad con el artículo 16 de la LSE.

Por último, se recomienda reflejar expresamente en el texto de la propuesta que, sin perjuicio de que conforme a la disposición final tercera ('Aprobación de las metodologías de peajes y cargos') del citado RDL 1/2019, hasta 1 de enero de 2020 no será de aplicación la circular normativa con la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes, en modo alguno esto será óbice para la implantación, antes de esa fecha, de instalaciones *«en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo»*, para las cuales *«se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución.»*

Es decir, la demora en el establecimiento —por otra parte, potestativo— de dichas *cantidades que resulten de aplicación* en modo alguno podrá ser puesto como excusa para postergar el desarrollo del autoconsumo a través de la red de distribución, en los términos legalmente previstos.

4.7. Sobre el alcance de las instalaciones de producción próximas

El RDL 15/2018 modificó el artículo 9.2 de la LSE para establecer que "*Reglamentariamente se desarrollará el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo. En todo caso se entenderán como tales las que estén conectadas en la red interior de los consumidores asociados, estén unidas a estos a través de líneas directas o estén conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación."*

El artículo 3 g) de la propuesta define este concepto de *«instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas»* y amplía los casos ya contemplados en norma con rango de ley introduciendo dos nuevos criterios: que *«se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros»*, y que *«estén ubicados, tanto* [la] *generación como los consumos, en una misma referencia catastral*

según sus primeros 14 dígitos.» La distancia de 500 metros se justifica en la MAIN por *"la caída de tensión que supone evacuar en baja tensión una potencia de entre 50 y 100 kW con los conductores utilizados habitualmente en baja tensión".*

Al respecto, se comparte el contenido de algunas de las alegaciones recibidas en el sentido de que existe cierta ambigüedad respecto a cuáles serían los elementos entre los que habría de medirse la distancia a cotejar con la referencia de los 500 metros, lo cual constituye una potencial fuente de conflictos interpretativos. Este criterio requiere mayor concreción: podría referirse por ejemplo a la mínima distancia 'a vista de pájaro' (es decir, tomada entre coordenadas geográficas, con independencia de la distancia medida sobre el trazado de la red, y sin considerar diferencias de cota)[37], y entre aquellos elementos más próximos de entre los considerados en generación y consumo, respectivamente (la totalidad de la red interior incluida).

Por otro lado, y también en coincidencia con algunas de las alegaciones recibidas, se propone relajar el criterio de proximidad en términos de referencia catastral hasta solo los primeros 9 dígitos (en lugar de 14) para el caso de las fincas rústicas —con la salvedad de los sistemas catastrales forales en Navarra y País Vasco, no expresamente contemplados en la propuesta—. Si se exigen 14, habrá un elevado número de instalaciones ubicadas en polígonos industriales o áreas comerciales y residenciales que, pese a ser adyacentes, e incluso haber compartido quizá en el pasado suministro de energía eléctrica o calor útil desde una misma instalación, podrían ahora quedarse fuera de la definición.

4.8. Sobre la liquidación y facturación en la modalidad de autoconsumo.

El apartado 5 del artículo 13, para el caso de autoconsumo con excedentes tipo 'a', prevé la posibilidad de suscribir un contrato de compensación entre el productor y el consumidor asociado, para la compensación simplificada entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación. Esta posibilidad se puede realizar, de acuerdo con dicho artículo, de tal forma que el valor económico de la energía horaria excedentaria no exceda en ningún caso el valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, que no podrá ser superior a un mes.

Por tanto, la propuesta prevé que para la facturación del coste de la energía en el caso de autoconsumo con excedentes tipo 'a', el comercializador pueda compensar energía consumida con energía excedentaria, siempre que el balance económico mensual no resulte negativo.

Si bien dicha disposición se centra únicamente en el análisis económico de esa compensación, es importante diferenciar la relación entre consumidor-comercializador por la adquisición de energía y como representante de la

[37] Equivaldría a la distancia euclidiana bidimensional medida, por ejemplo, entre coordenadas UTM *(Universal Transverse Mercator),* u otro sistema comúnmente aceptado.

generación excedentaria, de las relaciones entre el distribuidor-comercializador-sistema a la hora de liquidar la energía en el mercado:

- La relación entre los primeros debería estar sujeta a lo acordado entre las partes, salvo que el consumidor se encuentre acogido al PVPC. Por tanto, la compensación entre consumos y excedentes quedaría sujeta a lo acordado, tanto si se trata de un autoconsumo con excedentes como si se trata de un consumo sin excedentes colectivo. La propuesta incluye un método simplificado al que se pueden acoger en caso de acuerdo entre las partes. En relación a este contrato, no resulta del todo claro si es el único tipo de contrato posible o cabría la posibilidad de otro tipo de pactos entre comercializador-consumidor, lo que se considera que, en todo caso, debería contemplarse.

- La relación entre los segundos (distribuidor-comercializador-sistema) se encuentra acogida al régimen general de liquidaciones de la energía.

El hecho de que exista un método simplificado de compensación puede llevar al error de pensar que las premisas que se consideran para este cálculo económico son directamente trasladables a la liquidación de la energía. Así, no debe confundirse que el balance económico resultante de la compensación simplificada no pueda ser negativo, con el hecho de que las medidas deban reflejar el intercambio real de energía en cada hora, con independencia de que, en cómputo mensual, el saldo económico correspondiente sea positivo o negativo.

Dicho de otro modo: con independencia del saldo económico que le corresponda a cada consumidor según la compensación realizada al finalizar el periodo de facturación, se debe llevar a cabo un registro horario por parte del distribuidor de las medidas, ya sean positivas (cuando el consumo sea mayor a la generación) o negativas (en caso contrario). Es decir, debe conocerse el saldo horario existente en el punto frontera de la instalación, a los efectos de su imputación al comercializador correspondiente y su posterior consideración en la liquidación de sus medidas eléctricas. De otra forma, resultaría un déficit o un excedente (un desvío, en definitiva) en la liquidación de las medidas físicas que realiza el OS.

Esta misma consideración sería aplicable a los autoconsumos colectivos, con o sin excedentes: aunque su facturación se base en los consumos atribuidos a cada consumidor asociado a la(s) instalación(es) de generación compartidas conforme unos coeficientes preasignados (véase consideración particular sobre el Anexo I a la propuesta), es necesario el cómputo horario de las energías asignadas a cada consumidor a efectos de que la liquidación de medidas de su comercializador refleje, en cómputo global, el resultado real del autoconsumo.

La tabla siguiente recoge diferentes ejemplos de autoconsumo colectivo para clarificar la imputación de medidas de energía que debería realizar cada distribuidor a cada uno de los consumidores que comparten una instalación de generación en un periodo horario determinado.

Tabla 4. Ejemplos de autoconsumo colectivo con 3 consumidores C1, C2 y C3 y una instalación de generación compartida Gc

Periodo h	C1	C2	C3	Gc	Total
Caso 1 con excedentes	100	100	100	90	**210**
Autoconsumido	-30	-30	-30		
Saldo neto consumo de red a liquidar en mercado	70	70	70		**210**
Caso 2 sin excedentes	100	100	100	90	**210**
Autoconsumido	-30	-30	-30		
Saldo neto consumo de red a liquidar en mercado	70	70	70		**210**
Caso 3 con excedentes	100	0	0	90	**10**
Autoconsumido	-30	-30	-30		
Saldo neto consumo de red a liquidar en mercado	70	-30	-30		**10**
Caso 4 sin excedentes	100	0	0	90	**10**
Autoconsumido	-30	-30	-30		
Saldo neto consumo de red a liquidar en mercado	70	-30	-30		**10**
Caso 5 con excedentes	60	0	0	90	**-30**
Autoconsumido	-30	-30	-30		
Saldo neto consumo de red a liquidar en mercado	30	-30	-30		**-30**
Caso 6 sin excedentes	60	0	0	60	**0**
Autoconsumido	-20	-20	-20		
Saldo neto consumo de red a liquidar en mercado	40	-20	-20		**0**

4.9. Sobre la simplificación del procedimiento administrativo y el establecimiento de un periodo transitorio a la entrada en vigor de la propuesta

La MAIN señala que uno de los objetivos de la propuesta es simplificar los requisitos administrativos para la implantación efectiva del autoconsumo mediante la eliminación de barreras de entrada. Para ello, la propuesta introduce diferentes medidas orientadas a agilizar el procedimiento de inscripción en el registro de autoconsumo de energía eléctrica y la clasificación de los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo existentes al amparo de lo regulado en el RD 900/2015.

En lo que se refiere a los permisos de acceso y conexión, reproduce el contenido de la disposición adicional segunda del RDL 15/2018, conforme a la cual *«Estarán exentas de obtener los permisos de acceso y conexión para generación las*

instalaciones de autoconsumo siguientes: a) Las acogidas a la modalidad sin excedentes [… y] *b) Aquellas con potencia de producción igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.»*

En cuanto a los contratos de acceso, la propuesta contempla esencialmente las siguientes medidas orientadas a simplificar la tramitación de los mismos:

i) La modificación de oficio del referido contrato por parte de la empresa distribuidora para aquellos sujetos consumidores que realicen autoconsumo conectados a baja tensión, en los que la instalación generadora sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea menor de 100 kW, a partir de la documentación remitida por las CCAA a dicha empresa como consecuencia de las obligaciones contenidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). Dicha modificación del contrato será remitida por la empresa distribuidora a la empresa comercializadora en el plazo de 15 días a contar desde la recepción de la documentación remitida por la CCAA.

ii) La posibilidad de que los sujetos puedan formalizar un único contrato de acceso conjunto para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado, si cumplen que el consumidor asociado y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica, y las instalaciones de producción estén conectadas a la red interior del consumidor (artículo 8).

En relación con los contratos de suministro, la propuesta establece la posibilidad de que los sujetos que hayan suscrito un único contrato de acceso, puedan también suscribir un único contrato de suministro. Por otro lado, especifica que «*En aquellos casos en que el consumidor se acoja a alguna de las modalidades de autoconsumo reguladas en el presente real decreto y sea suministrado por un comercializador de referencia, la empresa distribuidora a la que se encuentra conectado deberá comunicar a dicho comercializador desde qué fecha y a qué modalidad de autoconsumo se ha acogido el consumidor. Si el consumidor no estuviera suministrado por una empresa comercializadora de referencia, será el propio consumidor el que, en su caso, deberá informar a la empresa comercializadora con carácter previo.»* (artículo 9).

En lo que se refiere a la inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, y con el objetivo de no generar excesivas cargas administrativas, la propuesta contempla, entre otras medidas:

i) Análogamente a lo previsto para el contrato de acceso, la inscripción de oficio por las CCAA en el registro de autoconsumo de aquellos sujetos consumidores conectados a baja tensión, en los que la instalación generadora sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea

menor de 100 kW que realicen autoconsumo, a partir de la documentación remitida a las mismas en virtud del REBT.

ii) La carga por la DGPEM en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica aquellas instalaciones de producción no superiores a 100 kW asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes con base en la información procedente en el registro administrativo de autoconsumo.

A este respecto, cabe mencionar que, si bien se valora muy positivamente el esfuerzo que realiza la propuesta por introducir medidas que tratan de simplificar el procedimiento administrativo relativo a la `puesta en servicio´ de las instalaciones de autoconsumo, se indica también que, con carácter general, las medidas planteadas adolecen de las siguientes insuficiencias:

i) Falta de homogeneización de los procedimientos administrativos (en particular, de la contratación de suministros) para todos los consumidores;

ii) Ausencia de especificación de plazos concretos en los que las medidas anteriormente expuestas deben ser ejecutadas por los agentes implicados;

iii) No se detalla la documentación asociada que es preciso presentar, más allá de un nivel excesivamente genérico, y

iv) No se indican las posibles consecuencias jurídicas de un potencial incumplimiento de estas medidas.

En consecuencia, se recomienda que se especifiquen e incluyan todos estos aspectos en la redacción del texto de la propuesta, con el objeto de que el procedimiento administrativo regulado para estas instalaciones resulte realmente simplificado, trazable y ajustado a tiempos, y no pueda suponer un posible incremento de los trámites que los agentes deben llevar a cabo, y en consecuencia, una complicación de la operativa.

Por otra parte, parece adecuado que los agentes involucrados en los procesos administrativos dispongan de un periodo de tiempo razonable para adaptar sus sistemas a los requisitos establecidos en la presente propuesta, una vez haya entrado en vigor la misma.

A este respecto, cabe señalar que, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional primera de la propuesta, el OS deberá proponer la modificación de los Procedimientos de Operación y, en su caso, de las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida, normas ya citadas en un epígrafe previo, para adaptarlas a la nueva operativa de autoconsumo. La propuesta establece un periodo de seis meses para que el OS presente una propuesta a la SEE.

Adicionalmente, una vez aprobados los procedimientos de operación por la SEE, se necesitará adaptar los formatos de los ficheros de intercambio[38] de comunicación entre comercializadores y distribuidores a las nuevas modalidades de autoconsumo. Este periodo transitorio no se encuentra recogido en la propuesta.

Cabe recordar que los formatos de los ficheros de intercambio se establecieron por la CNMC[39] mediante la *Resolución de 20 de diciembre de 2016*[40]. Adicionalmente, se está tramitando actualmente una nueva resolución que considere otros procesos como el desistimiento, el traspaso al comercializador regulado, etc.

La definición de un periodo transitorio para la adaptación de los sistemas de contratación y facturación de los agentes no tiene por qué significar una ralentización en la tramitación del autoconsumo: De entrada, una parte de las modalidades de autoconsumo se puede facturar con los sistemas actuales, y para aquellas modalidades que necesitan modificaciones significativas en los protocolos y sistemas de comunicación (autoconsumo colectivo y el realizado a través de la red *exterior*), puede preverse una operativa parcialmente manual hasta tanto su versión definitiva esté implementada.

5. CONSIDERACIONES PARTICULARES

5.1. [art. 3] Sobre la clarificación de determinadas definiciones en materia de autoconsumo.

El artículo 3 introduce una serie de definiciones a los efectos exclusivamente de la regulación relativa al autoconsumo.

Con carácter general, y en relación con las definiciones relativas a la energía horaria individualizada (autoconsumida, consumida de la red, excedentaria, etc.),

[38] El intercambio de información entre distribuidores y comercializadores se refiere a los procesos de cambio de comercializador, de altas y bajas de los contratos de acceso de los puntos de suministro, a los cambios en las condiciones del contrato de acceso, a las reclamaciones, a la suspensión del suministro y/o a la reconexión, al envío de autolecturas, asi como a los mensajes unidireccionales que los distribuidores envían a los comercializadores sobre las facturas del peaje de acceso, la información sobre la integración de la telegestión, etc.

[39] La disposición adicional tercera del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico, estableció que *"A partir de la entrada en vigor de este real decreto, previo trámite de audiencia y previo informe favorable de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por resolución, los formatos de ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores de energía eléctrica, y entre distribuidores y comercializadores de gas natural, respectivamente"*.

[40] Resolución de 20 de diciembre de 2016, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores de energía eléctrica y de gas natural.

la propuesta parece no desligar el cómputo económico a efectos de facturación y liquidación de esas energías con el registro horario de las medidas que debe llevar a cabo el distribuidor. En este sentido, se propone una mayor concreción de la redacción de las antedichas definiciones en el sentido expuesto, dado que se considera necesario que se conozca horariamente el saldo existente en el punto frontera de la instalación.

Adicionalmente, se considera necesario aclarar o modificar algunos de los conceptos de las siguientes definiciones:

- **h) Potencia instalada de la instalación:**

  La propuesta establece una definición de potencia instalada acorde con la establecida en el artículo 3 y en la disposición adicional undécima del RD 413/2014, con excepción de las instalaciones basadas en tecnología fotovoltaica, en la que se define que "*potencia instalada será la potencia máxima del inversor*[41]*, o la suma de las potencias máximas de los inversores, en su caso".*

  El RD 413/2014 establecía para las instalaciones fotovoltaicas que *"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".*

  No se justifica este cambio de criterio (características técnicas del inversor por características técnicas de los módulos fotovoltaicos) en la definición del termino `potencia instalada´ de las instalaciones de tecnología fotovoltaica. Asimismo, modificar exclusivamente la definición para una única tecnología y a efectos solamente de esta propuesta podría crear confusión e incongruencias entre distintas normas.

  Por lo tanto, y con objeto de evitar dudas en la interpretación del articulado, se sugiere que la propuesta mantenga la redacción dada a este concepto en el RD 413/2014 para las plantas fotovoltaicas, incluyendo la establecida en el apartado 5 de la disposición transitoria primera de dicho real decreto.

- **k) Mecanismo antivertido:**

  Se propone sustituir la referencia al `mecanismo´ por el término `sistema´, dado que con carácter general no se tratará de un mecanismo físico, sino de un sistema de software que controle los elementos de la generación.

[41] Las características técnicas de un inversor suelen referirse a la máxima potencia en la entrada en continua, o bien a la potencia nominal de salida en alterna. Se debería clarificar si la clasificación de las instalaciones se hace en el lado de continua, referida a la máxima potencia fotovoltaica admisible por el inversor, o en el lado de salida, con lo que se debería referir en este caso a la potencia nominal, tal y como se hacía con anterioridad a la entrada en vigor del RD 413/2014.

Asimismo, según la propuesta, los sistemas antivertido admitidos habrían de cumplir el nuevo Anexo I de la ITC-BT-40, que añade la propia propuesta mediante su disposición final segunda. Este nuevo Anexo I es básicamente la transcripción del informe UNE 217001 IN[42], pero posiblemente con algún error en la simplificación de esquemas ya que, aparentemente, se confunden los dispositivos generales de mando y protección con los elementos del punto de medida. Parece más apropiado indicar que los sistemas antivertido deben cumplir la versión vigente de la norma UNE 217001 IN, y así no depender de que cada modificación de la misma tenga que hacerse efectiva en lo referido a este real decreto por medio de otro real decreto.

Al cumplir con lo previsto en la citada norma UNE 217001 IN, en lugar de referirse a la norma ITC-BT-40, se permitiría además garantizar el cumplimiento de esta condición a los autoconsumos que se conecten en alta tensión, y no sólo a los de baja tensión, como resultaría de la forma en que está redactada la propuesta.

- **l) Autoconsumo colectivo:**

Al final de esta definición se indica que el autoconsumo colectivo «*podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo con excedentes definidas en el artículo 4*», lo que podría ser interpretado como que el autoconsumo colectivo solo podrá ser con excedentes, y entraría en contradicción con lo estipulado a este respecto en el artículo 5.2.

Efectivamente, podría darse el caso de un autoconsumo colectivo sin excedentes, de forma que la generación y los consumidores estuvieran conectados a una red interior, no perteneciente a la red de distribución, de forma que el sistema antivertido monitorice la línea general que alimente a todos los suministros.

5.2. [art. 4] Sobre la clasificación de las modalidades de autoconsumo.

El apartado 2.a) del artículo 4 indica que pertenecerán a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes tipo ‘a’ aquellos casos de suministro de autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente consumidor y productor opten por acogerse al esquema de compensación de excedentes y cumplan todas las siguientes condiciones: i) fuente de energía primaria de origen renovable, ii) potencia de las instalaciones de producción asociadas no superior a 100 kW, iii) *en su caso* (sic), contrato único de suministro para el consumo asociado y los auxiliares con una empresa comercializadora, iv) consumidor y productor suscriben un único contrato de compensación de excedentes, y v) la

[42] La UNE 217001 IN, aprobada en octubre de 2015 de forma simultánea al RD 900/2015, es una norma elaborada por el comité técnico de normalización AEN/CTN 217 - ‘Sistemas de suministro de energía eléctrica’; en ella se establecen los requisitos para homologar los sistemas antivertido.

instalación de producción no percibe régimen retributivo regulado (ya sea adicional o específico).

Se recomienda eliminar la condición iii)[43] ya que, de mantenerla, ocurre que:

De un lado, interpretada literalmente tal y como está formulada (*«en su caso»*), conlleva implícitamente que no siempre tiene por qué cumplirse dicha condición, luego no resulta en modo alguno una restricción. Deja de ser tal condición.

De otro lado, si se interpretara que debe aplicarse *«en todo caso»,* solo podrían ser autoconsumos con excedentes tipo 'a' los suministros que, además de cumplir con el resto de requisitos, cumplieran también uno de los dos siguientes:

- Que se den las condiciones establecidas en el artículo 8.4 (lo cual implica conexión a la red interior del consumidor), o bien,

- Que aun cuando la instalación de generación se conecte a través de la red exterior, no tenga consumos auxiliares.

Por otro lado, en cuanto al apartado 2.b) del artículo 4 `modalidad de autoconsumo con excedentes tipo 'b' (instalaciones que no cumplen los requisitos para acogerse al mecanismo de compensación o que voluntariamente opten por acogerse a esta modalidad), se propone realizar una nueva división en coherencia con la clasificación que realiza el apartado 4 b) del artículo 18 `*Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica´* de la propuesta: tipo `b.1´ (consumidores acogidos a la modalidad tipo 'b' que dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2) y tipo `b.2´ (consumidores acogidos a la modalidad tipo 'b' que no dispongan de un único contrato de suministro).

Asimismo, se considera adecuado recordar que las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 'b' deberán abonar, en su caso, tanto el correspondiente peaje de generación, como el cumplimiento con los requisitos fiscales correspondientes por su actividad de generación.

Relacionado con la clasificación de las modalidades de autoconsumo —en las que se restringe la pertenencia al tipo 'a' a las tecnologías no renovables—, pero

[43] Cuyo tenor exacto es: *«iii) En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.»*

A su vez, el artículo 9.2 reza como sigue: *«2. No obstante lo anterior, si se cumplieran los requisitos previstos en el artículo 8.4 y se suscribiera un único contrato de acceso, el titular de este podrá suscribir un único contrato de suministro.»*

Y de nuevo a su vez, el artículo 8.4 prevé que: *«4. No obstante lo anterior, los sujetos podrán formalizar un único contrato de acceso conjunto para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado, si cumplen los siguientes requisitos: a) Las instalaciones de producción estén conectadas en la red interior del consumidor; b) El consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.»*

también de forma trasversal en todo el articulado, se señala que la propuesta parece pretender fomentar exclusivamente el autoconsumo con producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables, en la línea señalada por el anteriormente mencionado artículo 21 de la Directiva 2018/2001.

No obstante lo anterior, la cogeneración de alta eficiencia es una tecnología asociada tradicionalmente al autoconsumo de electricidad con un potencial significativo de ahorro de energía primaria, que se constituye en una pieza clave para la consecución de los también ambiciosos objetivos de eficiencia energética que forman parte del paquete de medidas sobre "Energía limpia para todos los europeos" (*Winter Package*), instrumento de aplicación de la Estrategia de la Unión de la Energía para avanzar hacia la descarbonización de la economía de la UE para 2030.

Así, publicada en el DOUE de 21 de diciembre de 2018 la *Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética* establece un nuevo objetivo de eficiencia energética para la UE en 2030 del 32,5%, el cual se revisará al alza en 2023, y entre otras medidas aborda combatir las barreras existentes de mercado, comportamiento y regulatorias para aumentar la seguridad de suministro, la competitividad de las industrias de la UE, mejorar la calidad del aire y la salud pública, y reducir los costes de la energía en los hogares y las empresas, afrontando de ese modo también la pobreza energética.

5.3. [art. 5] Sobre los requisitos técnicos que deben cumplir las instalaciones próximas al consumo y asociadas al mismo.

La propuesta define separadamente los conceptos de instalaciones de generación y de producción; estas últimas serían las administrativamente inscritas como tales. Ahora bien, toda instalación de generación que forme parte de una configuración de autoconsumo, independientemente de la modalidad de autoconsumo a la que se acoja y conste o no registrada por sí misma, merece consideración desde el punto de vista de la operación segura de las redes. En efecto, la propuesta ha tenido en cuenta acertadamente el necesario cumplimento de los requisitos técnicos aplicables a cada tipo de instalación de generación integrante de un autoconsumo.

No obstante lo anterior, y de acuerdo con la redacción propuesta en el apartado 1 de este artículo 5, no se afirma claramente (aunque interpretativamente pudiera darse por supuesta) su aplicación a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes *mayores* de 100 kW. En efecto, su segundo párrafo establece que: *"A los efectos exclusivos de la aplicación del citado Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, las instalaciones de generación de la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes se considerarán instalaciones de producción".*

Para cumplir los requisitos técnicos y preservar así la seguridad del sistema eléctrico, no resultaría coherente identificar como instalaciones de producción en el ámbito del autoconsumo sin excedentes únicamente aquellas con potencia menor a 100 kW, es decir, de pequeña potencia (que son las sujetas al RD 1699/2011), y no a las instalaciones de más de 100 kW, que son precisamente las que mayor impacto podrían tener en el comportamiento del sistema eléctrico. En el bien entendido de que no se pretende excluir a las instalaciones de más de 100 kW de los requisitos técnicos correspondientes, convendría aclarar expresamente este extremo.

En este punto conviene señalar que el RD 1699/2011, redactado antes de que la normativa sectorial definiera el autoconsumo, mantiene vigentes aspectos no coincidentes (o, al menos, de aplicación no evidente) en relación con los trámites y procedimientos que se establecen en la propuesta para las instalaciones de autoconsumo. En lo que atañe a las instalaciones acogidas a alguna de las modalidades de autoconsumo, sería conveniente no referirse ya al RD 1699/2011, sino incorporar a la propuesta los preceptos necesarios, de modo que la norma aprobada resulte tan autocontenida como sea posible, como corresponde a su vocación de poner la autoproducción a pequeña escala al alcance de una generalidad de consumidores, sin para ello necesitar un conocimiento experto de las distintas normativas aplicables.

De otro lado, sería igualmente deseable que las particularidades recogidas en el RD 1699/2011 referidas a instalaciones de pequeña potencia *no* vinculadas a modalidades de autoconsumo, que previsiblemente serán pocas en número de ahora en adelante, fueran incorporadas a los futuros desarrollos normativos que pongan al día los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, de una parte, así como el acceso y conexión a red de las mismas, de otra, nuevamente conforme a lo previsto en el citado RDL 1/2019[44]. El objetivo es evitar al administrado que, a la hora de tramitar y legalizar una instalación, tenga que hacer una lectura comparada de tres o cuatro normas complejas, y con fechas de aprobación separadas por casi veinte años entre sí (caso del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre[45]), por mucho que hayan sido sucesivamente revisadas o parcialmente derogadas y sustituidas por otras.

[44] En particular, el apartado Nueve del Artículo 4 ('Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico') del RDL 1/2019 establece, en relación con la regulación del 'Acceso y conexión' que la CNMC *«aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión»*, en tanto que *«mediante real decreto del Consejo de Ministros podrán establecerse los criterios y procedimientos que la concesión de acceso y conexión deba satisfacer para el cumplimiento de los objetivos de política energética y penetración de renovables. […]»*

[45] 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.

Para la operación segura del sistema es necesario que las instalaciones de generación, estén o no embebidas en un autoconsumidor, cumplan con los requisitos técnicos que le sean de aplicación, en función del tipo de generador de que se trate y de su significatividad, (que a su vez depende de capacidad máxima en MW y del nivel de tensión al que se conecte), conforme a la normativa vigente española y europea, en particular según el citado Reglamento (UE) 2016/631.

Por otra parte, con carácter general, en la propuesta se deberían incluir referencias a la red de trasporte y a la empresa trasportista, aunque las ocasiones en que pueda aplicar resulten excepcionales.[46]

Asimismo, el apartado 2 del artículo 5 permite, acertadamente, que el titular del punto de suministro y el propietario de la instalación de generación puedan no ser la misma persona física o jurídica, para los casos de modalidad de autoconsumo sin excedentes, tanto en individual como en colectivo. Se diferencia por tanto entre la titularidad de la instalación eléctrica y la propiedad, como ocurre en el resto del ordenamiento jurídico (el titular de un punto de suministro de consumo no tiene por qué ser el propietario del inmueble). Esta distinción debería hacerse extensiva al conjunto de las modalidades de autoconsumo establecidas en el ámbito de aplicación de la propuesta.

En el apartado 5 de este artículo se confiere a la empresa distribuidora la potestad, conforme a lo establecido en el artículo 87 del RD 1955/2000, de proceder a la interrupción del suministro *"cuando por incumplimiento de requisitos técnicos existan instalaciones peligrosas o cuando se haya manipulado el equipo de medida o el mecanismo antivertido"*. Este apartado resulta redundante con lo ya establecido normativamente, con la excepción del sistema antivertido, al cual la empresa distribuidora no tiene acceso, por lo que no sería posible la constatación de una supuesta manipulación.

El apartado 6 establece la posibilidad de instalar elementos de acumulación, si bien en la disposición transitoria quinta se determina que, en tanto se apruebe la correspondiente normativa de seguridad, los elementos de acumulación deberán compartir equipos de medida y protección con la instalación de generación. Hay que señalar en este punto que los elementos de almacenamiento con baterías podrán almacenar no solo la energía autogenerada, sino también la energía adquirida de la red en momentos de precios bajos y así consumir esa energía en momentos de precios más elevados. Resultaría por tanto necesario en estos casos un mayor detalle respecto a la ubicación de los equipos de medida y el consiguiente tratamiento otorgado a la energía desviada hacia los elementos de acumulación. En particular, y de ubicarse en efecto compartiendo equipo de

[46] Por ejemplo, pueden darse los casos de instalaciones de cogeneración en diversas modalidades de autoconsumo conectadas a red de trasporte, o instalaciones de autoconsumo conectadas en tensiones iguales o superiores a 66 kV en los sistemas no peninsulares.

medida con la generación, debe tenerse presente que dicha energía sería en principio indistinguible de la destinada a proveer los consumos auxiliares.

5.4. [art. 8 y 9]. Sobre la contratación de suministros con autoconsumo

En los aspectos ligados a la contratación y formalización de un contrato de suministro en autoconsumo, es necesario aclarar, simplificar y definir, el proceso de contratación del suministro en autoconsumo, en el que intervienen el titular del punto de suministro en autoconsumo, el comercializador que, en su caso, contrata el acceso en nombre del consumidor y el distribuidor.

En primer lugar, en relación con la contratación del suministro y modificación del contrato de acceso, se considera necesaria la homogeneización de procedimientos entre todos los consumidores, sin perjuicio de atender a las especificaciones de cada caso, según el tipo de autoconsumo de que se trate.

La propuesta fragmenta el proceso de contratación y recoge múltiples flujos de comunicaciones dependiendo del tipo de consumidor y de generación asociada al autoconsumo (art. 8.1) y de si el comercializador se trata de un comercializador de referencia (COR) o de un comercializador en mercado libre (art. 9.3)

Esta multiplicidad de circuitos de comunicación complica sobremanera la operativa y pone en riesgo la trazabilidad de las comunicaciones y el control de los tiempos de contratación.

Nótese que, en algunos casos, cuando la contratación del suministro en autoconsumo implica una modificación del contrato de acceso en vigor, para determinados tipos de autoconsumidores el proceso de contratación queda supeditado a que la CCAA remita una documentación a la distribuidora. La regulación autonómica de este proceso administrativo en cuanto a documentación y plazos debería quedar fuera del ámbito de esta propuesta.

Por otro lado, parece extraño que para ciertos consumidores, cuando la contratación de un suministro en autoconsumo implique la modificación del contrato de acceso existente, se requiera de una comunicación entre la CCAA y el distribuidor, mientras que para dar de alta un nuevo contrato de suministro en autoconsumo, si no se dispone de un contrato de acceso previo, no se requiera de la comunicación entre la CCAA y el distribuidor (art. 8.2)

Adicionalmente, la modificación de oficio del contrato de acceso por parte de la empresa distribuidora (art. 8.1) podría generar inseguridad jurídica a los comercializadores, si estos vieran modificados los contratos de acceso de sus clientes sin haber podido cambiar previamente los contratos de suministro.

Por todo ello, parece necesario simplificar el proceso de contratación y homogeneizarlo para todos los autoconsumidores con las especificidades que correspondan a cada caso. En esta línea, se propone eliminar las referencias a la

actuación de oficio por parte del distribuidor a partir de la documentación remitida por las CCAA (art. 8.1), así como, la definición de distintos flujos de comunicación entre el distribuidor y el comercializador dependiendo de si este se trata de un COR, o un comercializador libre (art. 9.3).

El proceso de contratación preciso se fundamentaría en que el comercializador (bien sea COR o un comercializador libre), una vez haya cerrado el contrato de suministro en autoconsumo con el consumidor, solicitaría al distribuidor, según los formatos aprobados por Resolución de la CNMC, bien la modificación del contrato de acceso, bien una nueva alta del contrato de acceso.

Únicamente, para aquellos casos en los que el consumidor quiera contratar el acceso directamente con el distribuidor (i.e. consumidores directos en mercado), sería el consumidor quien se dirigiría al distribuidor para solicitar la modificación o el alta del contrato de acceso.

En el flujo de comunicación propuesto, el consumidor constituiría en todos los casos el origen de la información, bien directamente o a través del técnico responsable de la instalación de los equipos de generación, permitiendo a su vez que el comercializador pudiera gestionar la contratación del suministro y, en su caso, la contratación del acceso con el distribuidor.

Por otra parte, el apartado 5 del artículo 8 fija el tiempo de permanencia en la modalidad de consumo elegida —desde la fecha de alta o modificación del contrato/s de acceso— en un mínimo de un año.

Sobre este asunto, cabe indicar que, desde la publicación en el BOE del RDL 15/2018 el pasado 6 de octubre, las nuevas instalaciones de autoconsumo que bajo su amparo han comenzado a tramitarse, se han configurado principalmente bajo la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, por entender los sujetos promotores que —ante la falta del desarrollo normativo del antedicho RDL a efectos de autoconsumo—, esta modalidad sería previsiblemente la más sencilla de implementar, tanto desde un punto de vista administrativo como de cumplimiento de requisitos de medidas. Esto es, la falta de un marco normativo habría inclinado a los promotores a realizar preferentemente autoconsumo sin excedentes.

Ahora bien, habría que tener en cuenta que, una vez se apruebe y publique el referido desarrollo normativo y se especifique por ende el régimen jurídico, administrativo y económico de todas las modalidades de suministro con autoconsumo previstas, es probable que muchas de las instalaciones que han `nacido´ durante este *impasse* regulatorio en la modalidad sin excedentes opten por cambiarse a cualquiera de las nuevas modalidades con excedentes. Por ello se considera excesivamente restrictivo fijar un mínimo de un año desde la fecha de alta o modificación del contrato/s de acceso como periodo de permanencia en la modalidad de autoconsumo elegida. Se recomienda, solo con carácter transitorio y para las instalaciones preexistentes a la entrada en vigor de la

propuesta, relajar la limitación de permanencia propuesta durante el primer año de funcionamiento, sin perjuicio de que los sujetos deban cumplir con todas las obligaciones y requisitos que conlleve el acogerse a la nueva modalidad de autoconsumo elegida.

5.5. [art. 11]. Sobre los requisitos generales de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo.

El apartado segundo del artículo 11 de la propuesta establece que los equipos de medida asociados a instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo tendrán capacidad de medida de resolución al menos horaria.

A este respecto, cabe señalar que el OS está trabajando en la actualidad, a petición de la CNMC, en una hoja de ruta para la implantación del Reglamento de Balance en el territorio español, con la participación de los actores del sector y en coordinación con el operador del mercado ibérico y los operadores de los sistemas vecinos. Dentro de las cuestiones que se están discutiendo en ese ámbito, destaca el periodo de liquidación del desvío cuartohorario y del periodo de programación cuartohorario y sus implicaciones sobre los equipos de medida. Por ello, sería conveniente que los nuevos equipos que se instalen sean acordes a las decisiones que se deriven de este trabajo.

Por otra parte, este artículo establece los requisitos generales relativos a los equipos de medida, con el 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, concretando algunos aspectos que no estaban anteriormente definidos.

En este sentido, tal y como se puso de manifiesto en el informe sobre la propuesta de real decreto de acceso y conexión, se tiene constancia de que algunas empresas distribuidoras, en aplicación de sus normas técnicas particulares, para la concesión de los permisos de conexión correspondientes, han estado requiriendo 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. No obstante, esta exigencia puede suponer un extracoste desproporcionado o una complicación técnica añadida, que en algunos casos puede derivar en la inviabilidad de pequeñas instalaciones de autoconsumo. De hecho, varias CCAA ya se han pronunciado en este sentido en la resolución de conflictos de conexión.

Por este motivo, se consideran adecuadas las excepciones establecidas en el apartado 3 del citado artículo 11, respecto a las condiciones para permitir la ubicación de los equipos de medida en un lugar distinto de la frontera, siempre que se garantice el acceso físico y la medida al encargado de la lectura. No obstante, en este mismo apartado se inicia que *"no se considerarán ubicaciones válidas los tejados o cubiertas donde se ubiquen las instalaciones de producción."* Esta limitación resulta muy restrictiva para determinadas tipologías de tejados y/o

cubiertas que sí pueden ser accesibles (incluso transitables) en condiciones de seguridad, por lo que se propone su eliminación. Asimismo, se propone incluir en esta disposición que en caso de discrepancia, los órganos competentes de las CCAA resuelvan la configuración y ubicación de la medida.

No obstante, cabe señalar que el citado apartado hace referencia a que dichas condiciones se aplicarán excepcionalmente, "*hasta la aprobación de las instrucciones técnicas complementarias que establezcan configuraciones de medida equivalentes*".

Al respecto, como se ha indicado la CNMC ya ha informado varias propuestas de modificación de las referidas Instrucciones Técnicas Complementarias[47], 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.

Por otra parte, y con independencia de la modalidad de autoconsumo aplicada, se considera que los puntos de medida de generación tipo 1 y 2 (de potencia aparente nominal igual o superior a 450 kVA, y cuyo encargado de la lectura es el OS) deberían contar siempre con un equipo de medida dedicado para la instalación de generación, con independencia de cualquier otro criterio general. Son instalaciones ya de una dimensión relevante, y su aportación al esfuerzo nacional de cumplimiento de objetivos debería ser patente sin necesidad de estimaciones o perfilados, no importa cuán grande sea el consumidor asociado y la existencia o no de excedentes.

5.6. [art. 13] Sobre el régimen económico de la energía excedentaria y consumida.

Control del factor de potencia

[47] 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

Acuerdo por el que se emite informe a solicitud de la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta del operador del sistema de modificación de los procedimientos de operación 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.11, 14.4, así como de las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, de 21 de abril de 2016 (INF/DE/019/16 https://www.cnmc.es/expedientes/infde01916)

El apartado 4 del artículo 13 establece que la «*regulación del factor de potencia se realizará y se obtendrá haciendo uso del equipo de medida de la generación neta. En caso de no disponer de este equipo, se realizará por el equipo de medida ubicado en el punto frontera que registra la energía horaria consumida de la red.*» A este respecto, se considera necesario especificar que, con carácter general, la regulación del factor de potencia se realizará en el punto frontera, que es el punto de conexión con el sistema donde se realiza el control efectivo de la energía desde la red.

Precios horarios en los sistemas no peninsulares

En lo que se refiere al mecanismo de compensación simplificada en el caso de que se disponga de un contrato de suministro a PVPC con una comercializadora de referencia (COR), la propuesta especifica que:

> *«i) La energía horaria consumida de red será valorada al coste horario de energía del PVPC en cada hora TCUh, definido en el artículo 7 del Real decreto 2016/2014, de 28 de marzo.*
>
> *ii) La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, definido en el artículo 10 del Real decreto 216/2014, de 28 de marzo.»*

A este respecto, cabe tener en cuenta que la disposición final cuarta del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio[48] establece un precio de energía horario diferenciado para cada territorio no peninsular (Papuntadoh) para calcular el coste de producción de la energía (CPh) a considerar en la fijación del PVPC. Por otro lado, la disposición transitoria octava del antedicho real decreto señala que, en tanto no se establezca la metodología para obtener el citado precio de energía (Papuntadoh), éste será el precio medio horario (Pmh) definido en el artículo 10 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo. Se recomienda por lo tanto tener en cuenta en la redacción de este apartado las especificidades que a este respecto contempla el citado Real Decreto 738/2015 para los sistemas eléctricos ubicados en los territorios no peninsulares.

Compensación simplificada en autoconsumo colectivo. Coeficientes.

El referido apartado 5 del artículo 13 extiende la posibilidad de que los consumidores que realicen autoconsumo colectivo *sin excedentes* puedan acogerse al mecanismo de compensación simplificada. A tal efecto, la propuesta indica que se utilizarán los criterios de reparto establecidos en el Anexo I[49] —o los

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

[49] El Anexo I a la propuesta trata del *'Cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o a asociado a una instalación a través de la red.'*

que en virtud de lo recogido en dicho Anexo I, les sean notificados al distribuidor— y que no será necesaria la existencia de contrato de compensación de excedentes, al no existir sujeto productor. Se recomienda que la propuesta desarrolle y clarifique en profundidad la aplicación del citado mecanismo en el caso particular de este colectivo de autoconsumidores con el objeto de evitar dudas interpretativas, dado que de la mera lectura del apartado 5 no resulta obvio cuál sería el procedimiento de aplicación.

El citado Anexo I establece el mecanismo de reparto de la energía horaria neta generada por la(s) instalación(es) de generación entre cada uno de los consumidores que participen del autoconsumo colectivo (generalmente considerado: con o sin excedentes, a través de red pública o privada). Dicho mecanismo se basa en la aplicación de un coeficiente fijo, notificado al encargado de la lectura, para todas las horas de un periodo de facturación.

El valor de estos coeficientes, cuya suma será la unidad, *«podrá determinarse en función de la potencia a facturar de cada uno de los consumidores participantes, de la aportación económica de cada uno de los consumidores para la instalación de generación, o de cualquier otro criterio, siempre que exista acuerdo firmado por todos los participantes […]»*. También se prevé que, *«en ausencia de acuerdo»*, el coeficiente por defecto será la ratio de la potencia contratada de cada consumidor individual respecto del total de potencia contratada del autoconsumo colectivo. Cabría hacer una precisión a este respecto: *siempre* debiera existir un acuerdo entre las partes, por lo que debería reformularse esta misma idea en otros términos, por ejemplo: *«en ausencia de previsión de coeficientes de reparto»*, u otra similar que no ponga en duda la existencia de *acuerdo* entre los copartícipes de un autoconsumo colectivo.

Este procedimiento de reparto es sencillo de implementar y verificar por parte de los participantes en el autoconsumo colectivo, pero constituye, más que un reparto de la energía real generada por la instalación de generación, un “descuento” sobre la energía consumida por cada consumidor individual, no permitiendo el aprovechamiento total de la energía generada entre los participantes, en el caso de que alguno de los consumidores individuales no hiciera uso de su “cupo” de generación, entregándose esta sin coste al comercializador. Esto solo se podría solucionar con la aplicación de coeficientes horarios *variables* que dependan de los datos de generación y consumo de los respectivos consumidores asociados, dentro de un determinado periodo de facturación.

Ahora bien, esta Sala considera que, si bien el mecanismo establecido en el Anexo I no es perfecto, constituye un avance importante y prudente a la hora de regular el autoconsumo compartido, pudiendo relegarse a un posterior desarrollo normativo la implementación de dichos coeficientes variables.

Contrato de compensación simplificada

Finalmente, se señala la conveniencia de que se desarrolle un modelo de contrato de compensación simplificada que contemple los aspectos básicos a contener de modo que se facilite, agilice y simplifique tanto la operativa como el funcionamiento y equilibrio del mecanismo. Contendría una sucinta referencia a los contenidos mínimos a cubrir, junto con la remisión a la normativa de aplicación, sin perjuicio de las variaciones que sobre dicho modelo estableciera cada comercializadora en el libre ejercicio de su actividad.

5.7. [art. 16] Sobre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo.

Los apartados 2, 3 y 4 del artículo 16 de la propuesta prevén diferentes reglas para la determinación de los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, atendiendo a diferentes especificidades y, concretamente, a la modalidad de autoconsumo a la que esté acogida cada consumidor.

Se considera necesario aclarar la forma en la que estos conceptos se calculan para la determinación coherente de la energía con los equipos de medida instalados.

Por otro lado, la propuesta hace referencia al pago de una cuantía por la utilización de la red de distribución en caso de producirse transferencia de energía por la misma exclusivamente dentro del apartado 3 del artículo 16, el cual se refiere a las reglas de facturación de los peajes de acceso para aquellos consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes tipo ‘b’. Sin embargo, tal previsión resultaría también de aplicación a cualquier modalidad de autoconsumo con excedentes en tanto se produzca transferencia de energía en la red de distribución a efectos del autoconsumo.

5.8. [art. 20] Sobre la comunicación a los distribuidores de la cancelación de las inscripciones en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del MITECO.

En el artículo 20 de la propuesta se establece que una vez cancelada la inscripción en el registro, la empresa distribuidora será notificada. No obstante, si se decide mantener esta notificación en la redacción final del real decreto, se considera necesario especifica qué sujeto va a notificar a la distribuidora, ya que no queda claro si será la CCAA o la DGPEM.

Adicionalmente, parece conveniente desligar la baja del contrato de acceso, que supone un movimiento de contratación, de la cancelación en el registro de la instalación de autoconsumo.

5.9. [DA 2ª] Disposición adicional segunda. Remisión de información relativa a las instalaciones de autoconsumo.

En relación con la información anual que los gestores de las redes de transporte y distribución deben remitir a la DGPEM, se considera que los rangos de potencia, a efectos de desagregación de la información solicitada, deben adecuarse a alguna de las clasificaciones con incidencia en el sistema de medidas y liquidaciones. En particular, el intervalo definido entre 20 kW y 1 MW es sumamente amplio y no guarda relación con otro conocido.

5.10. [DT 1ª] Sobre la Adaptación de los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo existentes al amparo de lo regulado en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.

Los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo tipo 1 y tipo 2 definidas en el artículo 4 del RD 900/2015 serán clasificados de acuerdo a los criterios establecidos en la disposición transitoria primera de la propuesta.

En particular, el apartado 1.ii) de esta disposición establece que los consumidores que estuvieran acogidos a la modalidad tipo 1 definida en el artículo 4 del RD 900/2015 que no dispongan de sistema antivertido se clasificarán como consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes tipo ‘b’.

Sería conveniente aclarar el tipo de autoconsumo al que se reclasificarían los referidos consumidores, pues el tipo ‘b’, como tal, no estaría definido conforme a la propuesta en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, y se debería especificar si atiende al ‘b1’ o al ‘b2’.

Adicionalmente se ve necesario especificar quién es el responsable de realizar la reclasificación por defecto establecida en el apartado 1 de la citada disposición.

Por último, se propone que aquellos sujetos acogidos a cualesquiera de las modalidades de autoconsumo definidas en el RD 900/2015 que no se quieran acoger a la definición por defecto establecida en el apartado 1, se puedan acoger a cualquiera de las nuevas modalidades definidas en la propuesta, siempre y cuando cumplan los requisitos establecidos en la misma y soliciten una modificación de su contrato de suministro a su comercializador (quien a su vez solicitará la modificación del contrato de acceso al distribuidor; en el caso de haber contratado directamente el acceso con el distribuidor, igualmente deberían solicitar la modificación del contrato de acceso al distribuidor). Por lo tanto, a tal efecto, no sería ya necesario el envío de una declaración responsable al distribuidor.

5.11. [DT 4ª] Sobre la facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan de contadores de telegestión efectivamente integrados.

La disposición transitoria cuarta de la propuesta establece que los suministros de los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo, cuyos puntos frontera estén clasificados como tipo 4 o 5 y sus equipos de medida no se encuentren efectivamente integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura, serán leídos y facturados con una periodicidad bimestral y no les serán de aplicación los perfiles vigentes para el resto de consumidores. Las medidas horarias de estos consumidores serán obtenidas a través de lectura mediante terminal portátil de lectura (TPL).

Al respecto, cabe señalar que el apartado 2.c) de la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, en la redacción dada por la disposición final segunda de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, establece que a partir del 1 de enero de 2019, cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrá mantener hasta un máximo de un dos por ciento del total del parque de contadores sin sustituir siempre que sea debido a causas no imputables a la compañía.

A este respecto, habría que distinguir claramente entre aquellos consumidores para con quienes puede existir un incumplimiento de funciones por parte de los encargados de la lectura —en cuyo caso debiera ser plenamente aplicable lo previsto a tal efecto en la normativa—, y aquellos que directamente se niegan a la sustitución del contador, a los que debería impedírseles acogerse a una modalidad de autoconsumo, en tanto no permitan la instalación de los nuevos contadores.

Para los tipos de medida tipo 4, dado que como se ha señalado no existe una obligatoriedad de sustitución de los equipos de medida, debería establecerse el procedimiento a llevar a cabo en caso de que un consumidor muestre su rechazo a la sustitución, o bien solicite su integración en el sistema de telegestión de manera voluntaria. No obstante, la CNMC reitera la necesidad de establecer un plan específico para este tipo de puntos de medida.

5.12. [DT 5ª] Elementos de acumulación

La disposición transitoria quinta de la propuesta establece que: *"Sin perjuicio de lo previsto en la ITC-BT-52*[50] *'Instalaciones con fines especiales'. aprobada mediante el Real Decreto 1053/2014, [...], hasta la aprobación de la norma de seguridad y calidad industrial que defina las condiciones técnicas y de protección de los elementos de acumulación instalados en las instalaciones acogidas a las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica [...], los elementos de*

[50] *ITC-BT-52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos"*

acumulación se instalarán de tal forma que compartan equipo de medida y protecciones con la instalación de generación".

Se considera que esta redacción es equívoca, puesto que parece indicar que no existe una norma ya establecida, cuando la ITC-BT-40[51] aplica a estos elementos.

5.13. Sobre la Disposición derogatoria.

La propuesta deroga en primer lugar el RD 900/2015, salvo los apartados 1 al 4 y 7 de la disposición final primera y las disposiciones adicionales segunda[52], quinta[53] y sexta[54] y la disposición transitoria séptima[55]; esto es, se trata de una derogación expresa y parcial de la antedicha norma jurídica, aunque mantendrían su vigencia las cinco disposiciones citadas (una de ellas, solo parcialmente).

Mantener una norma que contiene únicamente cinco disposiciones vigentes podría originar dudas en cuanto a su aplicabilidad, pudiendo a su vez comprometer la correcta ejecución de la normativa afectada y, en particular, la relativa a la presente propuesta. Por ello, se propone la derogación expresa y total del referido RD 900/2015 y la incorporación de las citadas disposiciones en el texto de la propuesta —o en su defecto, en las normas a las que se refieran, con el rango que corresponda.

5.14. [DF 1ª] Sobre las modificaciones del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico.

La disposición final primera modifica, entre otros, el apartado 9 del artículo 9 del RD 1110/2007, permitiendo la integración de los puntos de medida tipo 3 en baja tensión en los sistemas de telegestión de las empresas distribuidoras.

Si bien se valora positivamente dicha modificación, tal y como la CNMC ya ha manifestado en numerosos informes, la obligación de integración de los equipos de medida en el sistema de telegestión debería hacerse extensiva a los equipos

[51] ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de Baja Tensión. Aplica a los elementos de acumulación mecánicos o electroquímicos.

[52] En relación con los vertidos a la red de energía eléctrica para consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia.

[53] Exención de autorización administrativa previa y de construcción para las Instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas a tensión no superior a 1 kV, ya sea a la red de distribución o a la red interior de un consumidor.

[54] Vigencia de los derechos de extensión de generación.

[55] Cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones de cogeneración hasta la adecuación de sus configuraciones de medida. El plazo de esta transitoria se establecía a su vez en la disposición transitoria tercera.4 del RD 900/2015 (disposición que quedaría derogada).

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, si bien actualmente no existe una obligación para la sustitución de los mismos.

En este sentido, cabe destacar que la nueva redacción dada por la propuesta no soluciona el problema puesto de manifiesto por la CNMC sobre el hecho de 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 procedimiento que regule las actuaciones a seguir en caso de que el consumidor no esté de acuerdo con su sustitución, suponiendo un vacío normativo que puede generar discrepancias e indefensión entre las partes implicadas.

En cualquier caso, la integración de los equipos de medida en los sistemas de telegestión de los encargados de la lectura no debería suponer una barrera para el acceso de los titulares de los mismos a sus datos de consumo o generación, preocupación que ha sido puesta de manifiesto por distintos agentes a través de varias consultas y alegaciones remitidas a la CNMC.

En este sentido, 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 cuartohoraria 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. Como ya se ha puesto de manifiesto en otras ocasiones, se considera adecuado establecer reglamentariamente que las empresas distribuidoras deben facilitar a los consumidores dichos valores de potencia máxima cuartohoraria correspondiente a cada ciclo de facturación, no solo para los equipos tipo 5, sino para todos los equipos que se integren en los correspondientes sistemas de telegestión.

Por otro lado, la disposición adicional primera de la propuesta establece un mandato al OS para que, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de la propuesta, remita a la SEE 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 el RD 1110/2007, cuyo contenido sea necesario para adaptarse a las modificaciones introducidas en el mismo. De forma paralela al desarrollo de dichos procedimientos de operación deberían establecerse las condiciones para que los titulares de los equipos de medida tipo 4 y tipo 3 en baja tensión puedan acceder a sus datos de consumo o generación.

5.15. [DF 3ª] Sobre la Modificación de la ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del Real Decreto 842/2002.

La disposición final segunda (que debiera ser tercera) introduce modificaciones en la ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del Real Decreto

842/2002, de 2 de agosto[56] en lo que se refiere a los requisitos de los sistemas anti-vertido y diversos requisitos de seguridad de las instalaciones generadoras de baja tensión.

Estas modificaciones han suscitado numerosas cautelas entre las alegaciones, en relación con la seguridad tanto para las personas en la propia instalación de autoconsumo, como en la operación y fiabilidad del sistema.

En primer lugar, se señala que el apartado segundo de esta disposición eximiría a los generadores en modalidad de autoconsumo sin excedentes de hasta 2,3 kVA de la obligación de conectarse a la instalación interior a través de un circuito eléctrico independiente. Se señala el elevado riesgo que esta exención acarrearía tanto para las propias instalaciones como para las personas, debido a la ausencia de un sistema de protecciones adecuadamente dimensionado. Es por ello que se propone eliminar de la redacción la referencia a 2,3 kVA y determinar que los generadores para suministro con autoconsumo, se conectarán a la instalación interior a través de un circuito independiente y dedicado, partiendo del cuadro general de mando y protección, o en su caso, en un subcuadro de la instalación interior. En esta misma línea, para los casos de autoconsumo colectivo en edificios en régimen de propiedad horizontal, la conexión de las instalaciones de consumo con las instalaciones de generación se debe realizar en la instalación interior previa a las derivaciones individuales (centralización de contadores) a través de un circuito independiente y dedicado. No se considera apropiado realizar la conexión en la instalación interior de cualquiera de los consumidores asociadas a la instalación de autoconsumo colectivo

Tal y como se ha expuesto en relación con las definiciones incluidas en el artículo 3 de la propuesta, el punto tres de la disposición final segunda reproduce la UNE 217001 IN. Debería mejor hacerse referencia a dicha norma; de esta forma, si hay cambios en la misma por cuestiones meramente técnicas, la propuesta quedará actualizada sin tener que modificarla mediante una norma con rango de real decreto.

5.16. Sobre la inclusión de una disposición sobre desarrollo reglamentario

Se considera conveniente incluir una habilitación normativa que permita al MITECO adoptar las medidas necesarias para el establecimiento y aplicación de modelos de contrato (en particular, el relativo al mecanismo de compensación simplificada) y comunicación que deban utilizarse en las intercambios de información entre los distintos agentes (autoconsumidor, distribuidor, comercializador, CCAA, etc.) en el ámbito del procedimiento administrativo del autoconsumo; todo ello con objeto de facilitar y simplificar la tramitación a estos efectos y proporcionar una mayor seguridad jurídica.

[56] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

6. CONSIDERACIONES ADICIONALES: SOBRE EL REAL DECRETO 1164/2001, DE TARIFAS DE ACCESO.

En primer lugar, cabe destacar que debería incluirse un procedimiento a llevar a cabo en para aquellos consumidores que dispongan de equipos con capacidad de telemedida y telegestión para el control de la potencia contratada y 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 Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre[57] (RD 1048/2013).

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, se 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

[57] 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.

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.

Al margen de lo anterior, la propuesta 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 considerar respecto de qué tipo de suministros no pueden ser interrumpidos, lo que ha dado lugar a diversas interpretaciones por parte de las CCAA. En este sentido, aprovechando la modificación de este apartado, 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.

Para establecer el control de potencia con maxímetro por defecto para comunidades de propietarios, sería necesario prever un periodo transitorio de adaptación, para lo que habría que incluir una disposición transitoria al respecto.

7. CONCLUSIONES

Sobre la base de las consideraciones anteriormente expuestas, se reproducen a continuación las principales conclusiones alcanzadas respecto a la propuesta sometida a informe:

- Se desaconseja acudir de forma recurrente a la tramitación urgente. La propuesta se habría visto beneficiada de una tramitación ordinaria que hubiera permitido la debida y suficiente participación por parte de todos los agentes interesados en su implementación, en particular teniendo en cuenta los cambios sustanciales que presenta la misma respecto de la normativa actual.

- Si bien la propuesta recoge casi todos los preceptos que respecto al autoconsumo introduce la Directiva (UE) 2018/200, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, debería incluir también los requisitos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/63, de la Comisión de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red. En este sentido, resulta conveniente la aprobación y modificación de los desarrollos técnicos afectados (en especial el actual P.O. 12.2 y los de la serie 10), así como de las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de puntos de medida.

- La valoración que hace la MAIN del impacto económico de la propuesta —sobre el sector eléctrico, y desde el punto de vista fiscal— parece sobrestimada. Se recomienda no obstante realizar evaluaciones periódicas con motivo de la superación de determinados hitos en el despliegue de capacidad de generación instalada asociada a alguna de las modalidades de autoconsumo.

- En cuanto a la eliminación de las limitaciones a la representación del autoconsumo en el mercado reguladas en el artículo 53.6 del RD 413/2014, se sugiere también la eliminación de la limitación prevista en el artículo 53.5 del mismo real decreto, siempre y cuando dicha representación se limite a la de instalaciones de energías renovables ligadas al autoconsumo.

- Con el objeto de prevenir que la actividad de producción —ejercida de forma convencional— pueda enmascararse como un supuesto autoconsumo (por ejemplo para eludir las limitaciones a la representación anteriormente citadas), se recomienda que la propuesta se remita al cumplimiento de cuantos requisitos sean exigibles por la normativa para las instalaciones de iguales características y, en particular, a los enumerados en el artículo 7 del RD 413/2014, en lo que atañe a la adscripción a un centro de control de generación, la remisión de telemedidas o la capacidad de soportar huecos de tensión, entre otras.

También debería asignarse un código CIL a *todas* las instalaciones de generación a través de red no interior (aunque no se requiera su inscripción en el registro de instalaciones de producción), a los efectos de establecer su vinculación con uno o varios puntos de suministro.

- Teniendo en cuenta el distinto ámbito competencial del MITECO y de la CNMC respecto a la determinación de peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema, se recomienda sustituir determinadas referencias a los Reales Decretos 1164/2001 y 1544/2011 por una referencia genérica a la normativa que establezca los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos que resulten de aplicación en cada momento.

  Por otro lado, se recomienda reflejar que, sin perjuicio de que conforme a la disposición final tercera del RDL 1/2019, hasta 1 de enero de 2020 no será de aplicación la circular normativa con la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes, en modo alguno esto será óbice para postergar el desarrollo del autoconsumo a través de la red de distribución, en los términos legalmente previstos.

- A propósito de la definición de *«instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas»,* se debería detallar mejor la condición iii) —en lo que se refiere al proceso y método de medición a emplear para evaluar la distancia de 500 metros— y relajar la condición iv) —criterio de proximidad en términos de referencia catastral— para las fincas rústicas, además de aludir al sistema catastral foral.

- En lo que se refiere al mecanismo de compensación simplificado, se insiste en diferenciar la relación entre consumidor-comercializador por la adquisición de energía y como representante de la generación excedentaria, de las relaciones entre el distribuidor-comercializador-sistema a la hora de liquidar la energía en el mercado. Con independencia del saldo económico que le corresponda a cada consumidor según la compensación realizada al finalizar el periodo de facturación, se debe llevar a cabo un registro horario por parte del distribuidor de las medidas, ya sean positivas (cuando el consumo sea mayor a la generación) o negativas (en caso contrario).

- En relación con el procedimiento administrativo para la implantación del autoconsumo, se propone homogeneizar los trámites (en particular, los relativos a la contratación de suministros) para todos los consumidores, especificar plazos concretos en los que deben ser ejecutados dichos trámites, detallar la documentación asociada a presentar, e indicar posibles consecuencias jurídicas.

  Por otra parte, se subraya la importancia de que los agentes involucrados en los distintos procesos operativos ligados al autoconsumo dispongan de un periodo de tiempo razonable para adaptar sus sistemas a los requisitos establecidos en la presente propuesta, una vez haya entrado en vigor la

misma. Esto no tiene por qué significar una ralentización en la tramitación de las solicitudes: pueden preverse desarrollos parcialmente manuales hasta tanto su versión definitiva automatizada esté implementada.

- Se deben aclarar o modificar algunos conceptos de las siguientes definiciones: `potencia instalada de la instalación´, `mecanismo antivertido´ y `autoconsumo colectivo´.

- En la definición de la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes tipo 'a', se recomienda eliminar la condición iii) (contrato de suministro único) o bien reformularla.

- Se debería desarrollar y clarificar en profundidad la aplicación del mecanismo de compensación simplificada para los consumidores que realicen autoconsumo colectivo sin excedentes.

- En cuanto a los coeficientes de reparto de la energía generada a los que se refiere el Anexo I, se subraya la importancia de que: i) exista *siempre* un acuerdo firmado por todos los consumidores que participan del autoconsumo colectivo sobre los referidos coeficientes de reparto, y de que ii) se puedan implementar coeficientes variables en un desarrollo normativo posterior con el objeto de permitir el aprovechamiento total de la energía generada entre los participantes.

- Se sugiere, con carácter transitorio y para las instalaciones preexistentes a la entrada en vigor de la propuesta, relajar la limitación de permanencia de un año como mínimo —desde la fecha de alta o modificación del (los) contrato(s) de acceso— en la modalidad de autoconsumo elegida, sin perjuicio de que los sujetos deban cumplir con todas las obligaciones y requisitos que conlleve el acogerse a la nueva modalidad.

- Se recomienda incluir una habilitación normativa expresa que permita al MITECO adoptar las medidas necesarias para el establecimiento y aplicación de modelos de contrato (en particular, el relativo al mecanismo de compensación simplificada) y comunicación que deban utilizarse en los intercambios de información entre los distintos agentes (autoconsumidor, distribuidor, comercializador, CCAA, etc.) en el ámbito del procedimiento administrativo del autoconsumo.

- Debería dejarse abierta la posibilidad de que la resolución de algunos equipos de medida pueda ser cuartohoraria, en lugar de horaria, en función de cómo progrese la implantación del Reglamento de balance. Se considera en exceso restrictivo descartar como ubicaciones no válidas para los equipos de medida *todas* las cubiertas donde se ubiquen las instalaciones de producción; algunas de dichas cubiertas podrían de hecho ser transitables. Los puntos de medida de generación tipo 1 y 2 debieran contar en todo caso con equipo de medida

separado, con independencia de a qué modalidad de autoconsumo puedan acogerse.

- Se reitera la necesidad de establecer un plan específico para la sustitución y efectiva integración en el sistema de telegestión de los puntos de medida tipo 4. Por otro lado, debería impedirse que los consumidores que se nieguen a la sustitución del contador puedan acogerse a una modalidad de autoconsumo, en tanto no permitan la instalación de los nuevos equipos.

  Igualmente se reitera que debería establecerse reglamentariamente que las empresas distribuidoras faciliten a los consumidores los valores de potencia máxima cuartohoraria correspondientes a cada ciclo de facturación, no solo para los equipos tipo 5, sino para todos los equipos que se integren en los correspondientes sistemas de telegestión.

- A propósito de la modificación de la ITC-BT-40, y por razones de seguridad, se propone eliminar de la redacción la referencia a las instalaciones de generación en modalidad de autoconsumo sin excedentes de hasta 2,3 kVA de potencia aparente, y determinar en su lugar, que los generadores para suministro con autoconsumo se conectarán a la instalación interior a través de un circuito independiente y dedicado, partiendo del cuadro general de mando y protección, o en su caso, en un subcuadro de la instalación interior. Análogamente, en los casos de autoconsumo colectivo en edificios en régimen de propiedad horizontal, la conexión de las instalaciones de consumo con las instalaciones de generación se debería realizar en la instalación interior previa a las derivaciones individuales (centralización de contadores) a través de un circuito independiente y dedicado.

ANEXO: Alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones:

- Generalitat de Catalunya
- Generalitat Valenciana
- Gobierno Vasco
- Junta de Andalucía
- Junta de Castilla y León
- Principado de Asturias
- Región de Murcia
- Xunta de Galicia

Asociaciones:

- ACOGEN (Asociación española de cogeneración)
- AELEC (Asociación de Empresas de Energía)
- APPA (Asociación de empresas de energías renovables)
- ASEME (Asociación de empresas eléctricas)
- CIDE
- COGEN España (Asociación española para la promoción de la cogeneración)
- Greenpeace
- HispaCoop
- UNEF (Unión Española Fotovoltaica)

Otras alegaciones:

- Clidom Energy (Hola Luz)
- EDP
- Endesa
- Iberdrola
- Iberdrola Distribución
- Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema
- Red Eléctrica de España, como transportista
- Unión Fenosa Distribución

A continuación, se adjuntan los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad.

SE APORTA CD

[CONFIDENCIAL]