



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA
DE REAL DECRETO POR EL QUE
SE MODIFICAN DISTINTAS
DISPOSICIONES EN EL SECTOR
ELÉCTRICO.**

10 de marzo de 2015

IPN/DE/001/15

www.cnmc.

Índice

1. Antecedentes.....	5
2. Contenido de la Propuesta.....	7
3. Valoración general de la Propuesta.	9
4. Consideración previa: Sobre el alcance de este informe.....	11
5. Consideraciones sobre el articulado.....	12
5.1 Sobre el artículo 1 (Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre).	12
5.2 Sobre el artículo 2 (Modificación del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre).	15
5.2.1 Sobre la modificación del SIPS.....	15
5.2.2 Sobre el acceso de la CNMC al SIPS.....	17
5.2.3 Sobre la adición de nuevos conceptos en el SIPS.....	19
5.2.4 Sobre el intercambio de información entre agentes del mercado minorista.....	20
5.2.5 Sobre el acceso de comercializadores que en determinadas circunstancias no deberían poder acceder a los datos del SIPS.	22
5.3 Sobre el artículo 3 (Modificación del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio).	23
5.4 Sobre el artículo 4 (Modificación del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo).	24
5.5 Sobre el artículo 5 (Modificación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre).	25
5.6 Sobre el artículo 6 (Modificación del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre).	27
5.7 Sobre el artículo 7 (Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio).	31
5.7.1 Sobre la modificación de la Disposición transitoria octava. Particularidades relativas a determinadas liquidaciones del régimen retributivo específico.	31
5.7.2 Sobre la modificación de Disposición adicional decimocuarta. Instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares.	32
5.7.3 Sobre la participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos en los servicios de ajuste del sistema.....	34
5.8 Sobre la Disposición adicional primera (instalaciones asociadas a un consumidor) y la disposición transitoria cuarta (adaptación de las correspondientes configuraciones de medida).	35

5.8.1	Sobre el pendiente desarrollo reglamentario del autoconsumo. .	36
5.8.2	Sobre los plazos concedidos para la adaptación de las configuraciones de medida, y las consecuencias de incumplirlos.....	38
5.8.3	Sobre la comunicación de la opción de venta de energía.....	41
5.9	Sobre la Disposición transitoria primera (Depósitos de garantías para expedientes en tramitación).....	42
5.10	Sobre la Disposición transitoria segunda (Planes de inversión de empresas con menos de 100.000 clientes).....	44
5.11	Sobre la Disposición transitoria tercera (cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento de instalaciones de autoconsumo).....	45
6.	Propuestas adicionales de la CNMC	46
6.1	Propuesta de un nuevo artículo sobre Modificación del Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre.	46
6.2	Propuesta de un nuevo artículo sobre Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.	48
6.3	Propuesta de un nuevo artículo sobre Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.	49
6.4	Propuesta de una nueva Disposición adicional sobre la participación de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos en los servicios de ajuste del sistema.	50
6.5	Modificaciones relacionadas con el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.....	50
6.5.1	Sobre la oferta alternativa de los comercializadores de referencia a precio fijo para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.....	50
ANEXO I.	Resumen de alegaciones recibidas.	52

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE MODIFICAN DISTINTAS DISPOSICIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO.

Expediente núm.: IPN/DE/001/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Madrid, a 10 de marzo de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe sobre la «*Propuesta de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico*» (en adelante, la Propuesta).

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (en adelante MINETUR) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 22 de enero de 2015, por el que se solicita la emisión de informe preceptivo, así como dar trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. La Propuesta, acompañada de su correspondiente Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN), fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el mismo 22 de enero, concediendo un plazo de 20 días hábiles para recibir alegaciones. El anexo I a este informe contiene el listado y la síntesis del contenido de las alegaciones recibidas.

El informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) y en la Disposición transitoria décima, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

1. Antecedentes.

El sistema eléctrico español, especialmente a partir del 2005, ha venido registrando un déficit tarifario de carácter estructural, dado que los costes que se venían reconociendo a las distintas actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico han sido superiores a los ingresos obtenidos por los peajes que pagaban los consumidores.

Con objeto de corregir estos desajustes, desde el año 2009 se han venido aprobando diversas normas cuyo objeto preferente ha sido el de garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico; a este respecto, y sin ánimo de ser exhaustivos, se destacan los Reales Decretos-ley: 6/2009, de 30 de abril¹, 14/2010, de 23 de diciembre,² 1/2012, de 27 de enero³, 13/2012, de 30 de marzo⁴, 20/2012, de 13 de julio⁵, y las Leyes 15/2012⁶ y 17/2012⁷, ambas del 27 de diciembre, etc.

En las normas anteriormente citadas se introdujeron medidas orientadas, por un lado, al incremento de los ingresos vía peajes pagados por los consumidores y productores y, por otro lado, a la reducción de los costes de las actividades reguladas, tales como, entre otras: i) la limitación de las horas con derecho a prima para las instalaciones acogidas al extinto Real Decreto 661/2007, ii) la supresión de las primas para nuevas instalaciones del régimen especial y la suspensión del pre-registro, iii) la reforma de la retribución de las actividades de transporte y distribución y iv) la reducción de las subvenciones al carbón nacional, los pagos de capacidad y la interrumpibilidad, y v) la eliminación de la garantía de potencia de los grupos extrapeninsulares, de más de 25 años.

Si bien las antedichas medidas legislativas lograron reducir la generación del déficit de tarifa, no pudieron acabar con el mismo: factores tales como la contracción de la demanda, o el aumento del número de horas de funcionamiento de instalaciones con derecho a régimen primado, hacían que el déficit surgiera de nuevo año tras año.

¹ Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

² Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

³ Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

⁴ Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

⁵ Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

⁶ Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

⁷ Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.

Ante la necesidad de continuar atajando la generación del déficit de tarifa, el Programa Nacional de Reformas de España 2013 (en adelante, PNR 2013) — presentado ante la Comisión Europea el 30 de abril— incluía, entre las medidas en materia energética, el compromiso de presentar, antes de finales de junio, un paquete de medidas normativas consistentes en un anteproyecto de Ley de Reforma de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que permitiese garantizar la estabilidad financiera del sistema e introdujese mecanismos de estabilización y revisión de las retribuciones, de modo periódico y adaptado a las circunstancias, así como el de aprobar las normas de rango reglamentario necesarias para el desarrollo y adaptación de la citada Ley.

En este contexto, y tomando en consideración las Recomendaciones del Consejo de la Unión Europea de 9 de julio de 2013, el Gobierno aprobó la nueva reforma eléctrica, en primer lugar por medio del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, culminando posteriormente con la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante LSE).

En desarrollo de la mencionada Ley se ha llevado a cabo la aprobación de numerosos reales decretos y órdenes ministeriales, tales como los relativos a la retribución de las actividades de transporte, distribución y producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como otros atinentes a la metodología de fijación del precio voluntario de referencia para el pequeño consumidor y al sistema de gestión de demanda por interrumpibilidad.

A pesar de la ingente producción normativa, se encuentran aún en tramitación, o en fase de elaboración, otras disposiciones para adaptar las distintas regulaciones del sector a lo previsto en la nueva LSE; en particular aquellas que vienen a actualizar la normativa relativa a los diversos aspectos del suministro y al desarrollo de los preceptos sobre autoconsumo.

Esta propuesta, tal y como se señala en su Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN), a la hora de justificar la necesidad de la misma, tiene por objeto la modificación de aspectos puntuales o que requieren una aprobación urgente relativos a diversa normativa, habiéndose optado por aglutinar todos estos cambios en un Real Decreto.

2. Contenido de la Propuesta.

La Propuesta consta de preámbulo, siete artículos, dos disposiciones adicionales, cuatro disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y una disposición final.

El **artículo 1** modifica los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre⁸ estableciendo, para todas las instalaciones de producción, una única garantía económica de 20 €/kW como requisito previo a la tramitación de la solicitud de acceso a las redes de transporte y distribución y de la evaluación de impacto ambiental. El objeto de esta garantía será la obtención de la autorización de explotación. También modifica el artículo 124 del citado real decreto sobre la obligación de presentar la garantía como requisito previo a la iniciación de los trámites de evaluación de impacto ambiental de las instalaciones de producción⁹.

El **artículo 2** modifica el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre¹⁰ relativo a la regulación de las condiciones de los contratos de adquisición de energía y acceso a las redes en baja tensión para que el distribuidor de electricidad, como encargado de la lectura, solo pueda ofrecer información sobre la curva de carga horaria de los consumidores al comercializador que suministre en cada momento a dicho suministro, salvo que el consumidor haya dado su acuerdo expreso para que esta información sea puesta a disposición de otros comercializadores, asegurando la confidencialidad de los datos.

En el **artículo 3** se modifican distintos artículos y disposiciones del Real Decreto 1028/2007, de 20 de diciembre¹¹, relativo al procedimiento de tramitación de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, con el objeto de: i) eliminar tanto el límite de 50 MW de potencia mínima para autorizar instalaciones eólicas que pretendan ubicarse en el mar territorial como el de 10 MW de potencia máxima para aquellas de carácter experimental y ii) extender el procedimiento general simplificado regulado por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, a los parques eólicos marinos de hasta 50 MW de potencia instalada.

⁸ 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.

⁹ Según la redacción de este artículo vigente a la fecha de redacción del presente informe, las instalaciones de producción del antiguo *régimen ordinario* deben presentar «*un aval por una cuantía del 2% del presupuesto de la instalación [...] como requisito imprescindible para la iniciación de los trámites de evaluación de impacto ambiental*».

¹⁰ Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de transporte.

¹¹ Real decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

En relación con el **artículo 4**, sobre modificación del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo¹², se pretende simplificar determinados requisitos de carácter técnico, en particular para puntos de recarga de pequeña potencia asociados a actividades distintas de la recarga energética. Estas modificaciones se incardinan en el marco de los objetivos de la Directiva de infraestructuras de combustibles alternativos, según las cuales cada Estado miembro establecerá una estrategia y unos objetivos para la instalación de nuevos puntos de recarga de combustibles limpios y, entre ellos, la electricidad.

En relación con el **artículo 5**, sobre modificación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre¹³, con la finalidad de incrementar significativamente las inversiones en interconexiones internacionales, se adapta la formulación de manera que dichas inversiones no computen a efectos de los límites de inversión previstos en el artículo 11 del citado real decreto. Tampoco se tomarán en cuenta a estos efectos las ayudas, ni las inversiones financiadas o cedidas por terceros ni, en su caso, las subvenciones percibidas con tal fin.

Asimismo, se arbitran medidas para modificar los parámetros que figuran en las resoluciones del carácter singular de una instalación si, transcurrido un año desde su aprobación, no se hubiera dictado resolución de autorización administrativa o hubiesen cambiado las circunstancias o condiciones bajo las que se dictó aquélla.

En relación con el **artículo 6** sobre modificación del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre¹⁴ y con la **Disposición transitoria segunda** «*Planes de inversión de empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes con planes de inversión para el periodo 2015-2016*», y considerando la experiencia habida al respecto, se suprime el carácter plurianual de los planes de inversión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes. No obstante, a aquellas empresas que para el bienio 2015-2016 cuenten con un plan de inversiones ya aprobado, se les otorga la posibilidad de continuar con el mismo o bien presentar un nuevo plan —de carácter anual— para 2016.

El **artículo 7** modifica distintos aspectos de carácter operativo que han sido identificados una vez se ha puesto en marcha el nuevo modelo retributivo que establece el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio¹⁵ (en adelante RD 413/2014); en particular, se proceden a modificar la Disposición adicional segunda —apartado 6—, la Disposición transitoria octava —apartado 1.b) y c),

¹² Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

¹³ Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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.

5.a)—, la Disposición adicional decimocuarta —apartado 2— y los Anexos VI y XIII —apartados 3.a) y 4.a), y 4.a) y 5.a), respectivamente—.

Finalmente, la Propuesta contiene 2 disposiciones adicionales referidas a instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW asociadas a un consumidor y a la información sobre consumo de carbón autóctono, cuatro disposiciones transitorias relativas a distintos textos legislativos, una disposición derogatoria y una disposición final.

3. Valoración general de la Propuesta.

Esta Comisión realiza una valoración global positiva de la Propuesta, pues clarifica determinados aspectos que necesitaban ser reformulados para facilitar la plena aplicación de normas recientemente aprobadas, o bien para adaptar la redacción de parte de la regulación sectorial preexistente a dichas normas.

En particular, se comparte la necesidad de modificar aspectos con el objeto de:

- Homogeneizar el tratamiento de las garantías requeridas a las instalaciones de producción de energía eléctrica para obtener los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, establecido en la normativa vigente de forma diferente para las instalaciones acogidas a los anteriormente denominados régimen ordinario y especial, distinción que ya no existe en el marco regulatorio establecido por la última LSE.
- Requerir el consentimiento expreso de los consumidores para que el detalle horario de su curva de carga sea puesto a disposición de otros comercializadores: se trata de una información potencialmente sensible, valiosa para muchos agentes interesados no sólo en ofrecer servicios energéticos, sino también en conocer hábitos de consumo, estimar el poder adquisitivo y averiguar pautas de comportamiento, por lo que se considera necesario compaginar la minimización de las barreras de entrada para nuevos comercializadores entrantes con una activa protección de datos de carácter personal.
- Modificar y, en su caso, suprimir los límites de potencia establecidos en la determinación del ámbito de aplicación de la normativa reguladora de las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en el mar territorial, en particular los parques eólicos marinos. Dichos límites habían devenido obsoletos, bien por los cambios introducidos en la antedicha LSE, bien por la propia evolución tecnológica que tiende a modelos de aerogeneradores de cada vez mayor potencia instalada.
- Imponer la obligatoriedad de que los puntos de recarga de vehículos eléctricos dispongan de contadores específicos para tal fin, algo necesario para disponer de información detallada sobre el desarrollo de esta actividad y promover una recarga inteligente desde el punto de vista de la operación

del sistema y del mercado eléctricos, concentrada en las horas de menor demanda.

- Excepcionar las infraestructuras acometidas para el refuerzo y desarrollo de las muy necesarias interconexiones internacionales (así como las financiadas mediante inversiones privadas o fondos y ayudas de otra procedencia) de ser computadas a efectos del límite máximo del volumen de inversión impuesto por las medidas de austeridad y contención del gasto público adoptadas en los últimos años.
- Fijar unos plazos para la definitiva adaptación de las autorizaciones de configuración singular de la medida, derivadas de la desaparición del sujeto autoproducer, transcurridos ya más de siete años tras la aprobación del Reglamento unificado de puntos de medida.

Por otra parte, existen aspectos que, si bien estaban ya presentes en la regulación vigente, requerían igualmente revisión, pues determinadas circunstancias sobrevenidas o que habían sido pasadas por alto estaban dificultando su plena aplicación tal y como esta había sido concebida; es el caso por ejemplo de:

- Dar carácter anual —en lugar de plurianual— a los planes de inversión de las distribuidoras con menos de 100.000 clientes, pues un horizonte temporal más largo no se adaptaba fácilmente a las características de muchas de estas compañías.
- Asimilar el tratamiento dado a las instalaciones de producción con régimen retributivo específico reconocido a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y puestas en marcha en el año 2013 y siguientes, con el otorgado a las que tuvieron entrada en funcionamiento previa.
- Limitar —también en el caso del régimen retributivo específico— a un máximo de doce el número de pagos mensuales en los que habrán de satisfacerse las obligaciones de pago derivadas del cambio de metodología introducido por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, pues con la redacción vigente a la redacción de este informe había la posibilidad de que en determinados casos el fraccionamiento se dilatara en el tiempo más allá de los nueve meses inicialmente previstos.
- Ofrecer una alternativa, siquiera transitoria, para acreditar el número de horas equivalentes de funcionamiento en las instalaciones de producción asociadas a un consumidor que trabajen en régimen de excedentes o autoconsumo cuando no exista todavía medida en barras de central, ya que en ausencia de esta (es decir, de existir medida de la generación únicamente en el punto frontera), la retribución específica sería minorada de no alcanzarse el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo (o incluso la perderían por completo de no alcanzarse el umbral de

funcionamiento), aun cuando de hecho el funcionamiento del generador sí superara dichos valores de referencia.

Existen no obstante algunos aspectos de la Propuesta en los que todavía puede existir margen de mejora, sobre los que se incide a lo largo de las consideraciones expuestas a continuación.

4. Consideración previa: Sobre el alcance de este informe.

A la fecha de redacción de este informe están aún pendientes de desarrollo reglamentario instrumentos relevantes para completar la llamada *reforma energética*, como son los reales decretos que han de establecer la normativa y condiciones aplicables a las condiciones económicas de las modalidades de suministro con autoconsumo, los mecanismos de capacidad e hibernación y la contratación y el suministro de energía eléctrica¹⁶. Se considera que estas normas siguen siendo necesarias, por cuanto atañen a aspectos importantes en el desarrollo normativo de la LSE, cuya concreción se requiere para dotar de consistencia el compendio de legislación sectorial publicado en los últimos tres años y otorgar la requerida estabilidad regulatoria para el normal desarrollo de todas las distintas actividades relacionadas con la provisión del suministro de energía eléctrica.

No obstante lo anterior, en lo que sigue se han analizado las modificaciones incluidas en la Propuesta y sólo puntualmente se proponen otros cambios relacionados bien con las mismas normas cuya modificación se propone o, en su caso, con otras estrechamente relacionadas. Por lo tanto, se ha optado por dar un carácter restrictivo al contenido del informe, al no plantearse otros asuntos no estrictamente relacionados con los abordados por la Propuesta, sin perjuicio de las futuras propuestas normativas a que pudiera haber lugar.

¹⁶ Propuestas todas ellas objeto de sendos informes (19, 23 y 25/2013, respectivamente) de la extinta CNE en septiembre de 2013:

- Informe 19/2013 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo
http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne85_13.pdf
- Informe 23/2013 de la CNE sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica
http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne89_13.pdf
- Informe 25/2013 de la CNE sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica
http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne91_13.pdf

5. Consideraciones sobre el articulado.

5.1 Sobre el artículo 1 (Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre).

Este artículo modifica la redacción de varios artículos del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre: los 59 bis y 66 bis, que tratan de los avales para la tramitación de solicitudes de acceso de las instalaciones de producción en el anteriormente denominado régimen especial¹⁷ a las redes de transporte y distribución, respectivamente, así como el artículo 124, que se refiere a los trámites de evaluación de impacto medioambiental, para iniciar los mismos se requiere también la presentación de un aval en el caso de las instalaciones de producción en el anteriormente denominado régimen ordinario. El importe de los avales del régimen especial es con carácter general de 20 €/kW instalado (500 €/kW en el caso de las instalaciones solares fotovoltaicas o bien conectadas a la red de transporte, o bien conectadas a redes de distribución y a las que no sea de aplicación la normativa específica reguladora de las instalaciones de pequeña potencia¹⁸). El importe del aval del régimen ordinario es variable, pues asciende al 2% del presupuesto de la instalación.

La nueva redacción propuesta para los citados artículos 59 bis, 66 bis y 124 homogeneizaría los requisitos —en lo que a la cuantía de la prestación de garantías se refiere— para todas las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica, con independencia del régimen retributivo (ordinario o especial) al que hubiese estado acogida con anterioridad a la entrada en vigor de la LSE. En particular, establece la obligación de depósito de una garantía económica de 20 €/kW ante la Caja General de Depósitos como requisito previo a la tramitación de las solicitudes de acceso y, en su caso, los trámites de evaluación de impacto medioambiental, si bien mediante orden ministerial podrá modificarse esta cantidad y fijar importes diferenciados por tecnología y potencia. El objeto de esta garantía es asegurar la finalización de las instalaciones de manera que pueda preverse la necesidad de nuevas redes con un nivel de certidumbre suficiente; el importe podrá recuperarse una vez se haya obtenido la autorización de explotación.

Se considera positivo dictar una regulación unificada en lo que a garantías económicas se refiere —una única garantía de idéntica cuantía— para todas las nuevas plantas de generación, tanto para la tramitación de solicitudes de acceso a las redes de transporte y distribución como para la tramitación, en su

¹⁷ De acuerdo con la Disposición transitoria primera. 3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (*'Aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico'*):

« [...] las referencias que en la normativa sectorial se hacen al régimen ordinario y al régimen especial se entenderán realizadas a la definición de dichos regímenes vigente con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley. »

¹⁸ Recogida a la fecha de redacción de este informe en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

caso, de la evaluación de impacto ambiental. La nueva redacción propuesta es consistente con el hecho de que la LSE suprime la distinción entre régimen especial y régimen ordinario (sin perjuicio de lo previsto en su Disposición transitoria primera. 3), por lo que la prolongación en el tiempo de un tratamiento diferenciado de las garantías económicas resultaría cada vez más difícil de justificar y aplicar. Por otra parte, en el contexto actual, en el que buena parte de la nueva potencia que está previsto se instale corresponde a plantas de producción a partir de energías renovables, parece razonable igualar por el valor más comúnmente empleado para determinar la prestación de garantías por parte de dichas instalaciones.

No obstante lo anterior, la Propuesta incluye una expresa habilitación normativa que permitiría modificar mediante orden ministerial tanto la cuantía de la garantía económica, como establecer diferencias por tecnología y potencia¹⁹. Se recomienda suprimir la referencia a la *tecnología*; resulta en parte contradictorio con la intención general de eliminar las distinciones por razón del régimen retributivo aplicable, y se opone además a las recomendaciones comúnmente aceptadas en el seno de la Agencia para la Coordinación de los Reguladores de Energía (ACER), que fomentan en lo posible el llamado principio de *neutralidad tecnológica*²⁰. Por otra parte, no estaría de más explicitar que las unidades de potencia a las que se refiere la cuantía del aval lo son de *potencia instalada*, término definido en detalle por el artículo 3 del RD 413/2014.

Por otra parte, y a instancias de algunas de las alegaciones recibidas, se considera conveniente explicitar que el desistimiento y, en su caso, ejecución de la garantía supondría la pérdida de los permisos de acceso y conexión de los que dispusiesen las instalaciones, ya que las garantías indicadas en los

¹⁹ Al final del primer párrafo de la redacción propuesta para sendos artículos 59 bis y 66 bis se incluye el siguiente inciso:

«Por orden ministerial podrá modificarse dicha cuantía, así como establecer cuantías diferenciadas por tecnología y potencia.»

²⁰ Así, en la opinión de ACER No. 08/2012, de 13 de octubre, sobre el Código de Red de ENTSO-E de requisitos para la conexión a red aplicable a todos los generadores, se dice (original en inglés; traducción no oficial):

«La Agencia considera el enfoque tecnológicamente neutral adoptado por ENTSO-E apropiado y reconoce la importancia de la aplicación uniforme de los requisitos con independencia de la tecnología de generación [empleada]. La Agencia también valora positivamente la diferenciación adoptada por ENTSO-E para establecer distintos requisitos en función del tamaño de las instalaciones de producción de energía eléctrica (tipos A a D).»

«The Agency finds the technological neutral approach adopted by ENTSO-E appropriate and acknowledges the importance of the uniform application of the requirements regardless of the generation technology. The Agency also welcomes the approach taken by ENTSO-E to differentiate the requirements dependent on size of power generating modules (type A-D).»

ENTSO-E son las siglas en inglés de *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad).

repetidos artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se establecen como prerrequisito para iniciar los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte y a la red de distribución, respectivamente. Se propone por lo tanto la siguiente redacción:

«Artículo 59 bis. Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de instalaciones de producción.

*Para las instalaciones de producción, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado una garantía económica por una cuantía equivalente a 20 €/kW **instalado**. Por orden ministerial podrá modificarse dicha cuantía, así como establecer cuantías diferenciadas por ~~tecnología y~~ potencia.*

[...]

Asimismo, si el solicitante no responde en el plazo máximo de tres meses a los requerimientos de la Administración de información o actuación, se entenderá por desistida la solicitud. En el requerimiento de información se recogerá expresamente dicho extremo en aplicación del artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

El desistimiento del solicitante o la ejecución de la garantía supondrá la pérdida de los derechos de acceso y conexión correspondientes y será comunicado por la Dirección General de Política Energética y Minas al operador del sistema y gestor de la red de transporte a los efectos oportunos.»

«Artículo 66 bis. Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de instalaciones de producción.

*Para las instalaciones de producción, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá presentar ante el órgano competente resguardo acreditativo de haber depositado una garantía económica por una cuantía equivalente a 20 €/kW **instalado**. Por orden ministerial podrá modificarse dicha cuantía, así como establecer cuantías diferenciadas por ~~tecnología y~~ potencia.*

Asimismo, si el solicitante no responde en el plazo máximo de tres meses a los requerimientos de la Administración de información o actuación, se entenderá por desistida la solicitud. En el requerimiento de información se recogerá expresamente dicho extremo en aplicación del artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico

de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

El desistimiento del solicitante o la ejecución de la garantía supondrá la pérdida de los derechos de acceso y conexión correspondientes y será comunicado por la Dirección General de Política Energética y Minas al operador del sistema y al gestor de la red de distribución a los efectos oportunos.»

5.2 Sobre el artículo 2 (Modificación del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre).

5.2.1 Sobre la modificación del SIPS.

El Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, prevé la puesta a disposición de la medida horaria de los consumidores de electricidad para todos los comercializadores, a través de las bases de datos de puntos de suministro gestionadas por los distribuidores —SIPS ó Sistema de Información de Puntos de Suministro—, como encargados de la lectura. La Propuesta restringe el libre acceso a dicha información al comercializador que suministre en cada momento a un consumidor, quedando únicamente a disposición del resto los consumos agrupados por periodos tarifarios.

Esta modificación va en línea con la propuesta realizada por esta Comisión y las directrices dadas por la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009, en la que se establece entre las medidas de protección al consumidor que el acceso a los datos de medición por cualquier empresa de suministro se haga previo acuerdo explícito y gratuito con el consumidor. Estas directrices también están en línea con las recomendaciones de CEER plasmadas en el documento “*CEER Advice on Customer Data Management for Better Retail Market Functioning*” (actualmente en fase de elaboración), en el que se expone que los datos de las medidas de los consumidores deben estar adecuadamente protegidos para que se garantice su derecho a la seguridad y a la intimidad, por lo que debe ser el consumidor quien elija la forma en que se utilizarán los datos de sus consumos. Estas recomendaciones añaden además que corresponde al consumidor decidir quién puede tener acceso a los mismos. No obstante, se podría efectuar una excepción a la regla anterior, como sería la puesta a disposición de dichos datos a determinados agentes que deban tener acceso a los mismos para cumplir con las obligaciones que se deriven de determinada normativa a la vista de la configuración del modelo de mercado nacional.

No obstante, cabe señalar que el objetivo del SIPS es favorecer una mayor competencia en el mercado minorista de suministro de energía eléctrica, permitiendo el acceso de los comercializadores a la información de la medida de los consumidores y no convertirse en un sistema de información orientado a la facturación. Por tanto, se considera que la información horaria que pudiera precisar el comercializador que suministre en cada momento a un consumidor,

no debería estar puesta a su disposición a través del SIPS, sino a través de los canales establecidos entre distribuidoras y comercializadores para llevar a cabo la facturación del suministro²¹. Por otra parte, tampoco se considera necesario exigir al comercializador como condición previa de acceso a los datos que aporte el contrato de suministro en vigor, dado que el distribuidor tiene conocimiento en todo momento de la identidad del comercializador de cada punto de suministro.

Por otra parte, si bien se considera adecuado restringir el acceso al consumo horario por parte de los comercializadores, convendría mantener el acceso de la CNMC a dicha información, previsto en la normativa vigente a través del SIPS. De esta forma, se podría ofrecer un servicio más completo y preciso al consumidor, por ejemplo, en lo relativo a la comparación de ofertas disponibles o la simulación del precio del Precio de Venta para el Pequeño Consumidor, así como realizar estudios para la propuesta de mejoras de regulación, etc.

Por otra parte, se considera más adecuado que el consentimiento para la publicación de los datos horarios para todos los comercializadores en el SIPS sea recabado por el distribuidor, como encargado de gestionar y proporcionar los datos del SIPS a los comercializadores y a la CNMC, y configurarse como una figura neutral en los procesos de cambio de suministrador. Todo ello sin perjuicio de que el comercializador correspondiente pueda facilitar la comunicación entre el consumidor y el distribuidor.

A continuación se realiza una propuesta de redacción del artículo 2.Uno de acuerdo con lo anterior, incluyendo adicionalmente unas mejoras de redacción:

«Uno. Se modifica el párrafo u) del artículo 7.1, quedando redactado como sigue:

*"u) Consumo de los dos últimos años naturales por períodos de discriminación horaria **correspondientes a los peajes de acceso y meses**, "de energía activa (en kWh)", "de energía reactiva (en kVAr)" y, en su caso, "Potencia demandada (en kW)". Esta información incluirá el consumo con periodicidad mensual excepto para los puntos de suministro con lectura bimestral, desglosado en los periodos que registre en origen el equipo de medida.*

Para los puntos de suministro sobre los que la empresa distribuidora dispone de curvas de carga horarias de los consumos del punto de suministro, la información incluirá las curvas de carga horarias

²¹ Ver "Procedimientos para la comprobación, validación, cierre y puesta a disposición de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión" propuestos por esta Comisión el 29 de mayo de 2014, e informados por esta misma Comisión el 13 de noviembre de 2014. En dichos procedimientos se asegura que el comercializador vigente que suministra a un consumidor tenga acceso a los datos de su curva de carga de los dos últimos años en el buzón FTP correspondiente.

correspondientes a los dos últimos años. La información relativa a la curva de carga horaria únicamente será accesible por la comercializadora que se encuentre suministrando con contrato en vigor o contrato formalizado en cada momento al punto de suministro **a través de los sistemas de información habilitados para permitir la facturación del consumidor**, salvo consentimiento expreso por parte del consumidor ~~a su comercializadora~~ **a la empresa distribuidora** para que dicha información sea accesible para todos los comercializadores. **Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá tener acceso a las curvas de carga horarias.**"

[...]

"Lo anterior se entenderá sin perjuicio de la restricción contemplada en el apartado 1.u) del presente artículo en relación con el acceso a los datos correspondientes a la curva de carga horaria, para lo que el distribuidor ~~solicitará como condición previa de acceso el contrato de suministro en vigor que acredite al~~ **verificará que la solicitud se presenta por el** comercializador ~~como suministrador vigente del punto de suministro a cuya curva de carga solicita acceder,~~ **estableciendo, en su caso, los controles precisos en el acceso telemático que garanticen la confidencialidad debida.**"

5.2.2 Sobre el acceso de la CNMC al SIPS

La redacción dada al artículo 7.2 "Sistema de información de puntos de suministro" del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador en su Disposición final tercera, imponía a las empresas distribuidoras la obligación de dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitiesen la consulta de datos del registro de puntos de suministro, la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones, y el acceso a las bases de datos de puntos de suministro "para la Oficina de Cambios de Suministrador, los consumidores, y los comercializadores de energía eléctrica", y asimismo atribuía una serie de funciones a esta Oficina.

A este respecto, la Disposición transitoria tercera de la LSE determina que a partir del 1 de julio, las funciones atribuidas a la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM) serán desempeñadas por la CNMC, que tendrá acceso a las Bases de Datos de Consumidores y Puntos de Suministro de gas y de electricidad.

Por tanto, desde el 1 de julio de 2014 la CNMC viene desempeñando las funciones de la extinta OCSUM, siéndole de aplicación las referencias normativas que hasta ese momento se hacían explícitamente a la Oficina indicada.

En el artículo 2 de la Propuesta modifica la redacción vigente de los apartados 2, 3, 4, 5 y 6 del artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, eliminando todas las referencias anteriores a la OCSUM y, por lo tanto, a la CNMC.

Esta Comisión viene observando un creciente interés por parte de las empresas comercializadoras en solicitar y disponer de las bases de datos de puntos de suministro de los distribuidores de electricidad y de gas natural que se les facilita por la CNMC, en cumplimiento de lo requerido por el antedicho Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, en su artículo 3.s): *“Ceder gratuitamente a todos los comercializadores que lo soliciten por escrito, en virtud del artículo 11.2.a) de la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal, la información relativa a la base de datos de suministro de cualquier empresa distribuidora.”*

Para optimizar los procesos de entrega de dichas bases de datos SIPS, con el consecuente beneficio para la gestión de los comercializadores y, por tanto, del mercado minorista de energía eléctrica y de los consumidores en general, se está desarrollando un proceso de armonización de los datos del SIPS, sin perjuicio de la obligación que tienen las empresas distribuidoras de habilitar por sí mismas el acceso. La puesta a disposición de dichos datos a los comercializadores facilita en gran medida la actividad comercial en el mercado minorista, favoreciendo el desarrollo de una mayor competencia. En efecto, esta disponibilidad de las bases de datos SIPS, presentadas de forma clara y homogénea, es especialmente valorada por las nuevas empresas comercializadoras que inician sus operaciones en el mercado eléctrico, al igual que por otras que no pertenecen a empresas verticalmente integradas, al evitarse barreras de entrada y facilitar el acceso a la información necesaria para desarrollar la actividad de comercialización de energía.

Por ello, esta Comisión considera necesario revisar la redacción del punto 2, apartado Dos, del artículo 2 de la Propuesta en el sentido siguiente, con el fin de poder cumplir lo dispuesto en el segundo párrafo de la Disposición transitoria tercera de LSE:

«Dos. Se modifican los apartados 2, 3, 4, 5 y 6 del artículo 7 en los términos siguientes:

*"2. Las empresas distribuidoras deberán dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con **la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, los consumidores y los comercializadores de energía eléctrica.*

Las empresas distribuidoras deberán garantizar el acceso a las bases de datos de puntos de suministro a través de medios telemáticos.

*En particular, las empresas distribuidoras deberán contar con los medios necesarios para que cualquier comercializador **y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, de acuerdo con lo establecido en la norma reguladora de su funcionamiento, puedan descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, así como llevar a cabo una selección detallada de los puntos de suministro respecto a los cuales quieren acceder a sus datos, en función de las diferentes categorías de datos que componen las citadas bases.*

*Las empresas distribuidoras no podrán establecer condición alguna al acceso y tratamiento de estos datos por parte de **la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o de los comercializadores**, ni exigir en ningún caso que éstos les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos, entre ellos: el Código Universal del Punto de Suministro, DNI, NIF o NIE del titular de dicho punto de suministro o número de contrato en vigor de cada punto de suministro concreto, para el cual deseen consultar la base de datos.*

*Sin perjuicio del derecho de acceso a las bases de datos a través de medios telemáticos las empresas distribuidoras deberán remitir a **la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a los comercializadores que lo soliciten**, los datos relativos a todos y cada uno de los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona a través de un soporte físico informático que permita su inmediata y efectiva disposición y tratamiento, sin que resulte exigible, en ningún caso, que **la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o los comercializadores** les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos. La empresa distribuidora deberá remitir dicha información en el plazo máximo de 15 días desde la fecha de solicitud por parte del comercializador, **o a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo y forma en que ésta la solicite**.*

5.2.3 Sobre la adición de nuevos conceptos en el SIPS.

Toda vez que se propone una revisión de la configuración del SIPS, en virtud de una necesaria actualización que permita optimizar y agilizar los procesos de cambio de suministrador en el sector eléctrico, la CNMC considera necesario ampliar la redacción propuesta del indicado artículo 2, con conceptos que son relevantes para mejorar la información a la que pueden acceder los comercializadores de electricidad para que puedan elaborar determinadas ofertas específicas a ciertos segmentos de consumidores, con el fin de favorecer la competencia en el mercado minorista. Por ello, se propone añadir los siguientes conceptos:

“Uno.bis Se añaden nuevos párrafos ac), ad), ae), af) y ag) del artículo 7.1, quedando redactado como sigue:

ac) Empresa comercializadora que realiza actualmente el suministro.

ad) Disponibilidad de Equipo de medida de energía con telemedida y telegestión.

ae) Disponibilidad de Equipo de medida monofásico o trifásico.

af) Disponibilidad de instalación de autoconsumo. En su caso, tipo de instalación de generación y potencia instalada.

ag) Información relativa al carácter esencial del suministro, conforme a lo dispuesto en la normativa vigente.”

5.2.4 Sobre el intercambio de información entre agentes del mercado minorista.

La normativa de desarrollo sobre los cambios de comercializador se encuentra dispersa, no siempre es coherente y a veces no está completa, lo que introduce incertidumbres entre los agentes del mercado minorista de la energía eléctrica y del gas natural, y supone una barrera para el desempeño eficiente de su labor.

Se hace preciso disponer de un desarrollo normativo que dé una respuesta operativa directa a las necesidades que aparecen en los momentos clave del proceso de cambio de comercializador. Sería asimismo recomendable abordar dichos procesos de manera homogénea para los sectores eléctrico y gasista con el fin de facilitar la comprensión de los mismos al consumidor, máxime ante la proliferación de opciones de contratación *duales* (es decir, un paquete de contratación conjunto para electricidad y gas).

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, transpone las directivas europeas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas. La LSE completa esta trasposición. Tras la transposición de las directivas, siguen siendo necesarios desarrollos reglamentarios para definir con claridad las obligaciones de todos los agentes que intervienen en el proceso de cambio y recoger en la normativa los procesos operativos de cambio de comercializador, con el detalle de flujogramas, plazos y formatos de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores, que se basan en la actualidad en prácticas consensuadas entre los agentes en el seno de OCSUM. Las consultas y reclamaciones analizadas hasta la fecha indican que dichos procedimientos no siempre funcionan, en la práctica, de manera rápida y eficiente. Asimismo, sería necesario una reforma que unifique muchas normas dispersas, con asimetrías no siempre comprensibles entre gas y electricidad, y se adapte al nuevo marco regulatorio.

No habiendo sido posible afrontar una revisión y actualización completa de las normativas sectoriales desfasadas u obsoletas²², se considera imprescindible que, al menos, sea habilitada normativamente para desarrollar y publicar los protocolos, procedimientos y formatos de comunicación telemática homogéneos que son necesarios para el buen funcionamiento del mercado minorista, conforme a sus funciones de supervisar y promover el intercambio telemático y ágil de la información entre los distribuidores y comercializadores, y de supervisar los cambios de suministrador, conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia. En este sentido, se incluyó en la propuesta de *“Procedimientos para la comprobación, validación, cierre y puesta a disposición de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión”* realizada por esta Sala de Supervisión Regulatoria el 29 de mayo de 2014, la posibilidad de que la CNMC establezca y modifique los procedimientos de comunicación necesarios entre comercializadores y distribuidores.

En el caso de que dicha habilitación no se incluyera en los mencionados procedimientos, pendientes de aprobación a la fecha de elaboración de este informe, sería conveniente incorporar en la Propuesta una nueva Disposición adicional con el siguiente redactado:

«Disposición adicional XXXXX. Intercambio de información entre los agentes del mercado minorista.»

Con el fin de mejorar la eficiencia y la eficacia de todos los procesos de comunicación que les afectan en los sectores de la energía eléctrica y del gas natural, las empresas comercializadoras y distribuidoras deberán dotarse de los sistemas y medios informáticos necesarios para intercambiar de manera ágil la información. Estos sistemas se basarán en procedimientos y formatos homogéneos que serán aprobados por Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia.»

²² Véanse los siguientes Informes de la extinta CNE elaborados sobre respectivas propuestas de actualizaciones normativas iniciadas por el Ministerio: a) número 34/2011 solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, de fecha 27 de octubre de 2011; b) el número 32/2011 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, de fecha 18 de octubre de 2011; c) el número 25/2013 solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, de fecha 12 de septiembre de 2013.

5.2.5 Sobre el acceso de comercializadores que en determinadas circunstancias no deberían poder acceder a los datos del SIPS.

La redacción propuesta para el nuevo apartado 3 del artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, establece que el acuerdo de inicio del procedimiento de extinción de la habilitación para ejercer la actividad de comercialización de energía eléctrica, así como la apertura de diligencias penales relacionadas con la actividad de comercialización, suspenderían el derecho de acceso a la base de datos del SIPS.

Esta Comisión comparte la medida automática señalada en dicho apartado, dado el creciente aumento de incumplimientos de empresas comercializadoras en relación con la falta de adquisición de energía en el mercado, la no aportación de las garantías necesarias al Operador del Sistema o el impago de peajes a los distribuidores. Una vez denunciados este tipo de incumplimientos y analizadas las circunstancias que en cada caso concurren, suele ser incoado, con carácter previo a la inhabilitación, un expediente sancionador (al concurrir habitualmente también infracción sectorial) el cual lleva aparejado unos determinados plazos de tramitación. Por ello, también parece conveniente que la propia normativa habilite la posibilidad de que, en estos supuestos —es decir, ante la incoación de un expediente sancionador por la comisión de una infracción grave o muy grave— se pueda acordar, como medida cautelar, la suspensión del derecho de acceso al SIPS y efectuar un traspaso provisional de los consumidores al comercializador de referencia, debiéndose establecer las condiciones en que dicho traspaso tendría lugar. Asimismo debería impedirse la activación de nuevas solicitudes de cambio de comercializador y de altas nuevas a favor de las comercializadoras inmersas en los citados expedientes sancionadores. Conforme al artículo 72.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, tal medida cautelar habrá de ser adoptada por el órgano competente para resolver el procedimiento sancionador (MINETUR o CNMC, según los casos, de acuerdo con lo que se prevé en el art. 73 de la LSE).

Por todo lo anterior, se propone incluir una nueva disposición adicional en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, como desarrollo de lo establecido en el artículo 47.4 de la LSE, con el siguiente redactado:

«Artículo 1: Modificación del 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.»

[...] Cuatro. Se introduce una nueva disposición adicional, la decimocuarta, con la siguiente redacción:

”Disposición adicional decimocuarta. Medidas cautelares en expedientes sancionadores por infracciones graves o muy graves de empresas comercializadoras.

El órgano competente para resolver un procedimiento sancionador conforme a lo establecido en el artículo 73 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, podrá acordar la adopción de medidas cautelares contra empresas comercializadoras a las que se haya incoado un expediente sancionador por infracción grave o muy grave. Entre dichas medidas cautelares se contarán, cuando a la vista de las circunstancias que se deriven de cada caso la persistencia en la infracción pueda suponer un riesgo para los consumidores o con las obligaciones económicas con el sistema eléctrico, impedir el acceso a las bases de datos de puntos de suministro: efectuar el traspaso provisional de los consumidores al comercializador de referencia, determinando las condiciones en que dicho traspaso tendrá lugar; e impedir la tramitación de solicitudes de cambio de comercializador y de altas nuevas a favor de tales empresas comercializadoras.”».

5.3 Sobre el artículo 3 (Modificación del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio).

El Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio²³, regula el procedimiento administrativo para la tramitación de las instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, entre ellas, los parques eólicos marinos de potencia instalada superior a 50 MW²⁴ y aquellos de carácter experimental cuya potencia sea igual o inferior a 10 MW, de conformidad con lo dispuesto en su artículo 2 y Disposición final segunda, respectivamente. En lo que se refiere al procedimiento de autorización de estos parques eólicos, el antedicho real decreto contempla: i) para los primeros, un procedimiento de concurrencia competitiva y ii) para los segundos²⁵, un procedimiento simplificado regulado con carácter subsidiario de acuerdo con el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

El artículo 3 de la Propuesta modifica diversos artículos y disposiciones del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, de tal manera que: i) elimina el límite mínimo de 50 MW de potencia para autorizar instalaciones eólicas que pretendan ubicarse en el mar territorial y la limitación de los 10 MW de potencia ligada al carácter experimental y ii) extiende el citado procedimiento simplificado regulado con carácter subsidiario de acuerdo con el Real Decreto

²³ Redacción vigente según Real Decreto 1485/2012, de 29 de octubre.

²⁴ Con carácter extraordinario, este límite podrá ser modificado al alza o a la baja hasta un 20 % para proyectos particulares, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado primero de la Disposición final segunda del citado Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio.

²⁵ El artículo 32 del Real decreto 1028/2007, de 20 de julio, establece también el procedimiento simplificado regulado en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, para las instalaciones de generación de electricidad de origen renovable y de tecnología diferente a la eólica que pretendan ubicarse en el mar, por tratarse en su mayor parte de instalaciones de reducido tamaño y carácter experimental.

1955/2000, de 1 de diciembre a los parques eólicos marinos de hasta 50 MW de potencia instalada.

Se valora positivamente la eliminación de los referidos límites de potencia, para extender el ámbito de aplicación de la norma a instalaciones eólicas marinas que habrían quedado fuera del mismo con la redacción ahora vigente. El significativo desarrollo tecnológico experimentado en los casi ocho años transcurridos por este tipo de aerogeneradores, el progresivo crecimiento de su potencia unitaria y la generalización de las instalaciones de conexión de los mismos a tierra firme aconseja en efecto levantar restricciones administrativas a su tamaño que pudieran devenir obsoletas en poco tiempo.

Por otra parte el apartado Cinco de este artículo 3 prevé, pero no detalla, un procedimiento simplificado para la tramitación de las instalaciones no eólicas y de los parques eólicos marinos de hasta 50 MW de potencia instalada — procedimiento antes reservado exclusivamente para las plantas eólicas de carácter experimental—. Se considera que esta previsión debería ser aclarada y, de no recogerse expresamente en la Propuesta el procedimiento en cuestión, se debería remitir a un desarrollo posterior, ya que no cabría aplicar subsidiariamente las previsiones de carácter procedimental que contiene el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, como un procedimiento simplificado, pues no tienen este carácter.

Finalmente, y en relación con la denominación del Título III y del artículo 32, se propone sustituir el término «*instalaciones eólicas*» por la expresión «*instalaciones de generación eólicas marinas*» en coherencia con lo dispuesto en el texto del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio.

5.4 Sobre el artículo 4 (Modificación del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo).

Se valora positivamente la obligatoriedad de que los puntos de recarga dispongan de contadores específicos para este uso, si bien debería exigirse una discriminación de al menos tres periodos, al objeto de adaptarse a la estructura de la tarifa *supervalle*. En este sentido, es necesario destacar que los perfiles que en su día se propusieron para dicha tarifa *supervalle* se deberían contrastar con datos reales a partir de la experiencia en la implementación de los sistemas de recarga del vehículo eléctrico, para lo que será de gran utilidad la información obtenida de dichos puntos de medida.

Asimismo, se considera adecuado que a estos contadores, destinados únicamente a la medida de la recarga del vehículo eléctrico, no les sea de aplicación lo contemplado en el Reglamento unificado de puntos de medida del Sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, en tanto no forman parte del sistema de medidas.

Por otro lado, se modifica el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, para poder conectar a la instalación interior de un consumidor puntos de recarga de vehículos eléctricos con una potencia instalada inferior a 50 kW, ello en consonancia con la nueva redacción dada a la Instrucción técnica complementaria (ITC) BT-25 del Reglamento electrotécnico para baja tensión, en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, que contempla un circuito adicional para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, cuando esté prevista una o más plazas o espacios para el estacionamiento de vehículos eléctricos.

Se propone, asimismo, aclarar si ciertas actividades deben ser realizadas por el Gestor de Cargas, en concreto, las relacionadas con la carga de vehículos a terceros sin contraprestación económica, como es el caso por ejemplo, de hoteles y restaurantes que en su aparcamiento instalan un punto de recarga de uso exclusivo para clientes, de forma gratuita. En este sentido se propone añadir al apartado k) del artículo 2.2 del citado Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo un nuevo párrafo con la siguiente redacción:

«Igualmente se podrán conectar puntos de recarga de vehículos eléctricos a la instalación interior de aquellas empresas del sector terciario cuya actividad principal no sea la de recarga y que ofrezcan dicho servicio de carga de vehículos eléctricos a terceros sin contraprestación económica. En este caso, la instalación de recarga no deberá superar el 25% de la potencia contratada en el punto de suministro, siéndole de aplicación lo establecido en relación al equipo de medida para los puntos de recarga conectados a instalaciones interiores de un consumidor.»

5.5 Sobre el artículo 5 (Modificación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre).

Con la finalidad de alcanzar el objetivo de un mínimo de interconexión de los Estados miembros del 15% de su capacidad de producción en 2030, se valora positivamente que las inversiones en interconexiones internacionales no computen a los efectos de los límites de inversión previstos en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

De igual modo, se valora como adecuada la posibilidad de modificar los parámetros que figuran en las resoluciones del carácter singular de una instalación si, transcurrido un año, no se ha dictado resolución de autorización administrativa y hubiesen cambiado las circunstancias o condiciones bajo las que se dictó aquella.

Adicionalmente a las modificaciones contenidas en la Propuesta, relativas al Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, se propone incluir también las siguientes:

Propuesta de modificación del punto primero de la Disposición transitoria primera del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre. Metodología de retribución hasta el inicio del primer periodo regulatorio.

Se propone añadir el siguiente apartado a este artículo 5 de la Propuesta:

«Seis. Se modifica la Disposición transitoria primera 1), que queda redactada como sigue:

1. El inicio del primer periodo regulatorio se producirá el primer día del mes siguiente al de la aprobación de las órdenes señaladas en los apartados 1 y 2 del artículo 15 del presente real decreto.»

Ello en consonancia con la Disposición adicional quinta de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015 sobre “*Carácter definitivo de las retribuciones de las actividades de transporte y distribución correspondiente al año 2015*” que establece que:

«Las retribuciones a las que se refieren los artículos 1 y 2 de la presente orden, correspondientes a la retribución de la actividad de las empresas titulares de instalaciones de transporte y de incentivo a la disponibilidad de la red de transporte, tendrán carácter definitivo para los días del año 2015 que transcurran hasta el inicio del primer periodo regulatorio establecido en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.»

Para que dicha Disposición adicional quinta sea de aplicación es necesario que se modifique la Disposición transitoria primera permitiendo que el inicio del primer periodo regulatorio no sea al *año siguiente* sino al *día siguiente* de la aprobación de las órdenes señaladas.

Propuesta de modificación de los puntos segundo y tercero de la Disposición transitoria segunda del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre. Cálculo del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema asociado a determinadas instalaciones.

Se considera necesario corregir el factor de retardo retributivo $FRRI_n$ para que su efecto se limite únicamente a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2011, ya que fue en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, donde se estableció que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año $n+2$, afectando ello a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2011. Por tanto, se propone la siguiente redacción del término tr_j en los apartados segundo y tercero de dicha Disposición transitoria segunda:

« tr_j : es el tiempo de retardo retributivo de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará un valor de **0,5 0** años para las instalaciones que han obtenido autorización de explotación antes del 1 de enero del año 2011 y de 1,5 años para las que han obtenido autorización de explotación desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre dos años antes del de inicio del primer periodo regulatorio.»

5.6 Sobre el artículo 6 (Modificación del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre).

Se considera adecuada la medida adoptada de dar un carácter anual a los planes de inversión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, dado que de este modo se consigue una mayor adaptación a sus características, limitando su riesgo al poder realizar un plan de inversiones para un horizonte temporal más cercano.

Adicionalmente a las modificaciones contenidas en la Propuesta relativas al Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se propone incluir también las siguientes:

Propuesta de modificación de los puntos segundo y tercero del artículo 11. Cálculo de la retribución base

Se entiende necesario corregir el factor de retardo retributivo $FRRI_{base}$ para que su efecto se limite únicamente a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2011, ya que fue en el Real Decreto-ley 13/2012 donde se estableció que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de distribución puestas en servicio el año n se iniciaría desde el 1 de enero del año $n+2$, afectando ello a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2011. Por tanto, se propone la siguiente redacción para el factor de retardo incluido tanto en el apartado segundo como en el apartado tercero del citado artículo 11. Únicamente debe ir afectado por dicho factor de retardo el inmovilizado cuya puesta en servicio fue posterior al 1 de enero de 2011.

Teniendo en cuenta lo anterior, el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora, recogido en el punto segundo del artículo 11, se debería calcular como:

$$\llbracket IBR_{base} = (1 - \Phi_{2011-base}) * (IBAT_{base} + IBBT_{base} + IBO_{base}) * \lambda_{base} + \Phi_{2011-base} * (IBAT_{base} + IBBT_{base} + IBO_{base}) * \lambda_{base} * FRRI_{base} \rrbracket$$

$FRRI_{base}^i$: Factor de retardo retributivo derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por inversión.

Este valor se calculará como:

$$FRRR_{base}^i = \frac{\phi_{2011 \rightarrow base}^i \cdot (1 + TRF_{Base})^{tr_{2011 \rightarrow base}} + (1 - \phi_{2011 \rightarrow base}^i)}{(1 + TRF_{Base})^{tr_{pre-2011}}}$$

donde:

TRF_{Base} es la tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el primer periodo regulatorio.

~~$tr_{pre-2011}$ es el tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 0,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011.~~

$tr_{2011 \rightarrow base}$ es el tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011 hasta el año base. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 1,5 para las instalaciones puestas en servicio ~~con posterioridad a 2011~~ desde el año 2011 hasta el año base.

[...]

RF_{base}^i ; Es el término de retribución financiera del activo neto de la empresa distribuidora i que ésta deberá percibir por ese concepto el primer año del primer periodo regulatorio correspondiente a las instalaciones propiedad de la empresa distribuidora i que han sido puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio dicho año que no hayan cumplido la vida útil regulatoria. Este término se calculará de acuerdo con la siguiente expresión: [...]

Lo anterior sería igualmente aplicable al factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento, $FRRM_{base}$. Así, para que su efecto se limite únicamente a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2011, la retribución por operación y mantenimiento establecida en el apartado tercero del citado artículo 11 debería calcularse como:

$$\ll ROM_{base} = (1 - \phi_{2011-base}) \cdot (ROMAT_{base} + ROMBT_{base} + ROMLAE_{base} \alpha_{OMbase}) + \phi_{2011-base} \cdot (ROMAT_{base} + ROMBT_{base} + ROMLAE_{base} \alpha_{OMbase}) \cdot FRRM_{base}$$

$FRRM_{base}^i$; Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el año

2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento.

Este valor se calculará como:

$$FRROM_{base}^i = \varphi_{2011 \rightarrow base}^i \cdot (1 + TRF_{APS})^{tr_{base_{OM}}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base}^i);$$

donde:

TRF_{APS} ; es la tasa de retribución financiera del primer periodo regulatorio

$tr_{base_{OM}}$; es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011 hasta el año base. Este factor tomará un valor de 1 para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011.

$\varphi_{2011 \rightarrow base}^i$; factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base respecto del total de instalaciones de la empresa i que se encuentran en servicio el 31 de diciembre del año base.

Propuesta de modificación del artículo 13. Cálculo del término de retribución por tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras.

No se considera adecuada la aplicación de un factor de retardo retributivo al término de retribución por las otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras, dado que dicho factor trata de compensar el coste financiero motivado por el retraso entre la puesta en servicio de una instalación y el devengo de la misma, lo cual no aplica en modo alguno a las otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras. Por ello, dicho término se debería calcular como:

$$\ll ROTD_n = (RL_n + RC_n + RT_n + RP_n + RE_n + RTA_n) * FRROM_{n,2} \gg$$

Propuesta de modificación del artículo 17. Control de ejecución de los planes de inversión.

Se considera conveniente que se señale que, cuando por causas ajenas al distribuidor, fuerza mayor, o terceros, éste se vea imposibilitado a poner en servicio instalaciones incluidas en el Plan, o se produzca un retraso en su construcción, ello no tendrá consecuencias negativas para el distribuidor, no considerándose en estos casos la no puesta en marcha de la instalación o el retraso en su construcción un incumplimiento del Plan por parte del distribuidor.

Propuesta de modificación del punto sexto del artículo 25. Criterios para la determinación de los pagos por derechos de extensión.

Con la finalidad de establecer claramente en quién recae la competencia para dirimir conflictos, se propone la siguiente redacción en el texto:

*«Ante discrepancias entre el promotor y el distribuidor, **el Órgano de la Administración Pública competente sobre la autorización de las instalaciones, en materia de energía resolverá a los efectos del pago de los derechos de los importes de nueva extensión de red.** »*

Propuesta de modificación del punto segundo del artículo 28. Vigencia de los derechos de extensión.

El redactado de este punto segundo se ha mantenido tal y como figuraba en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, no habiéndose recogido los comentarios que en su momento se realizaron en el año 2013 con motivo de la prevista modificación de este real decreto, comentarios que clarificaban que los kW adscritos (solicitados) pero no contratados también estarían sujetos al plazo de vigencia —de 3 años en baja tensión (BT) ó 5 años en alta tensión (AT)—. Por lo tanto, se propone la siguiente redacción:

*«2. En el caso de **disminución de potencia, que el usuario contrate una potencia inferior a la potencia que fue solicitada, por la que se adscribieron derechos de extensión, éstos los derechos de extensión,** mantendrán su vigencia por un período de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión. »*

Propuesta de modificación del artículo 39. Cálculo del valor del incentivo a la mejora de la calidad de suministro.

Se considera que las incidencias debidas al transporte no deberían computar en el cálculo de los índices TIEPI y NIEPI, tal y como no lo hacen las incidencias debidas a la generación, terceros y fuerza mayor. Por tanto la definición que se da al índice TIEPI debería modificarse de acuerdo con lo siguiente:

*$TIEPI_i^k$ Es el valor en el año k del TIEPI excepto aquel imputable a generación, **a transporte**, a terceros y a fuerza mayor de la empresa distribuidora i .*

Propuesta de modificación del punto primero de la Disposición transitoria primera del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre. Metodología de retribución hasta el inicio del primer periodo regulatorio.

De igual modo que en el artículo 5, se propone añadir un nuevo apartado a este artículo 6 de la Propuesta con la siguiente redacción:

*«**Cuatro. Se modifica la Disposición transitoria primera 1), que queda redactada como sigue:***

1. El inicio del primer periodo regulatorio se producirá el primer día del mes siguiente al de la aprobación de las órdenes señaladas en los apartados 1 y 2 del artículo 19 del presente real decreto.»

Ello en consonancia con la Disposición adicional quinta de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015 sobre “*Carácter definitivo de las retribuciones de las actividades de transporte y distribución correspondiente al año 2015*” que establece que:

«Asimismo, las retribuciones de los artículos 3 y 6 de la presente orden, correspondientes a la actividad de distribución y a la gestión comercial de dicha actividad, tendrán carácter definitivo para los días del año 2015 que transcurran hasta el inicio del primer periodo regulatorio establecido en el 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.»

Para que dicha Disposición adicional quinta sea de aplicación es necesario que se modifique la Disposición transitoria primera permitiendo que el inicio del primer periodo regulatorio no sea al *año siguiente* sino al *día siguiente* de la aprobación de las órdenes señaladas.

5.7 Sobre el artículo 7 (Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio).

5.7.1 Sobre la modificación de la Disposición transitoria octava. Particularidades relativas a determinadas liquidaciones del régimen retributivo específico.

Respecto al punto Dos, que modifica el segundo párrafo de la Disposición transitoria octava, 1.b), con objeto de clarificar la redacción, se cree necesario puntualizar la redacción propuesta en los siguientes términos:

*«En caso de que esta cantidad suponga una obligación de ingreso al sistema de liquidaciones, y supere el límite del 50 por ciento de la suma de la cantidad que resulte de lo dispuesto en el apartado a) anterior y del derecho de cobro de la energía entregada al sistema valorada al precio del mercado diario del mes al que se refiera la liquidación, la cantidad a incorporar como obligación de ingreso al sistema de liquidaciones será el máximo entre dicho límite y la doceava parte de las obligaciones de pago, **mencionadas en el párrafo anterior. resultantes de la aplicación de la metodología establecida en el presente real decreto a la energía producida desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo.**»*

Adicionalmente, y motivado por las reclamaciones recibidas desde diferentes representantes de último recurso, se considera conveniente que el mismo procedimiento previsto en la Disposición transitoria octava se extienda a las situaciones de impago generadas con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto- ley 9/2013, de 12 de julio.

Para ello se propone introducir un último número en la Disposición transitoria octava en los siguientes términos:

«6. Las particularidades establecidas en los cuatro apartados anteriores, serán igualmente de aplicación a las obligaciones de ingreso correspondientes a las liquidaciones a cuenta realizadas con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.»

5.7.2 Sobre la modificación de Disposición adicional decimocuarta. Instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares.

Respecto al apartado Seis, por el que se modifica la Disposición adicional decimocuarta. 2, se modifica el criterio introducido por el “*Proyecto de Real Decreto 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*” informado por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 23 de septiembre de 2013. En el correspondiente informe se valoraba positivamente que el citado proyecto de real decreto previera que el régimen retributivo aplicable en los sistemas no peninsulares a las instalaciones de generación *gestionables* a partir de energías renovables, residuos y energías residuales pasara a ser asimilado al hasta ahora utilizado con las centrales térmicas convencionales a partir de combustibles fósiles²⁶.

La presente Propuesta limita esta modificación, solamente en el caso de las cogeneraciones, a aquellas «*de más 15 MW de potencia neta*», (si bien por otra parte la extiende a las instalaciones que utilicen como energía primaria energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica).

²⁶ «*Se equipara el mecanismo de despacho y la metodología retributiva aplicable a las instalaciones gestionables a partir de energías renovables, residuos y energías residuales (anteriormente englobadas en el extinto régimen especial) al hasta ahora utilizado con las centrales térmicas convencionales a partir de combustibles fósiles (anteriormente englobadas en el extinto régimen ordinario). En efecto, en el entorno de los SENP, ante la ausencia de un mercado mayorista y dado que también las tecnologías convencionales requieren con carácter general para su viabilidad económica de una retribución regulada, resulta conveniente que la distinción entre la percepción de una retribución adicional (asimilable a la anterior compensación de los extracostes) o específica (asimilable a la anterior prima equivalente) obedezca al carácter gestionable o no de la instalación, antes que al origen renovable o no de la fuente de energía empleada.»*

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/140923_IPN%20Producci%C3%B3n%20Despacho%20SENP_20140008.pdf

La MAIN justifica esta modificación en el hecho de que en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (SENP), el sector terciario (hoteles y hospitales) aglutinaría buena parte de las cogeneraciones a desarrollar. Se consideraría que, en parte por su pequeño tamaño y limitado número de horas de demanda térmica, no serían capaces de «*atender y ejecutar órdenes del OS (operador del sistema)*». No se detalla por qué se considera adecuado establecer el límite precisamente en 15 MW.

En primer lugar, no parece coherente proponer esta limitación exclusivamente para las cogeneraciones —una de cuyas finalidades es la producción de energía eléctrica— y no, por ejemplo, para las instalaciones de producción a partir de energías residuales, cuya finalidad principal *no* es la producción de energía eléctrica; se antoja que estas últimas podrían tener mayores dificultades si cabe para seguir las consignas del OS, toda vez que la producción de energía eléctrica es un subproducto, colateral respecto a su actividad principal. Parecería preferible que, cualquiera que sea el límite de potencia a establecer, se fije para todas las tecnologías consideradas gestionables.

En segundo lugar, resulta inconsistente fijar en 15 MW la distinción en la aplicación de uno u otro régimen retributivo, teniendo en cuenta que el propio Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, establece en repetidas ocasiones en su artículo 7, así como en su Disposición adicional duodécima, que las obligaciones en cuanto a adscripción a un centro de control, envío de telemidas y control del factor de potencia, serán tan o más exigentes en el caso de las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares²⁷, debido

²⁷ Artículo 7 (*‘Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos’*), del antedicho Real Decreto 413/2014, de 6 de junio:

apartado c):

«Todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada superior a 5 MW, [...] deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.»

En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, el límite de potencia anterior será de 0,5 MW para las instalaciones o agrupaciones.

Todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior o igual a 1 MW pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. [...]

apartado e):

«En lo relativo al servicio de ajuste de control del factor de potencia:

[...] ii) Aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea igual o superior a 5 MW, ó 0,5 MW en el caso de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, deberán seguir las instrucciones que puedan ser dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia anteriormente definido, en función

precisamente al pequeño tamaño e inercia de dichos sistemas. En particular, las instalaciones (o agrupaciones de las mismas) de potencia instalada superior a 1 MW ubicadas en los SENP deberán enviar telemidas al OS, y las de potencia superior a 0,5 MW deberán poder controlar su factor de potencia a requerimiento del OS y estar adscritas a un centro de control (en este último caso, incluso si no estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del repetido Real Decreto 413/2014, de 6 de junio).

De acuerdo con lo anterior, se propone la siguiente redacción alternativa:

«2. No obstante lo anterior, lo establecido en el título IV y en el título V capítulo III no será de aplicación a las instalaciones de cogeneración, hidroeléctricas no fluyentes y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia, y residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica de más de 15 1 MW de potencia neta, que estén ubicadas en los territorios no peninsulares, sin perjuicio de lo previsto en la disposición adicional segunda.»

5.7.3 Sobre la participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos en los servicios de ajuste del sistema.

En relación con la participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración o residuos en los servicios de ajuste del sistema, se considera que, hasta la aprobación de la Resolución prevista en el artículo 10 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que especifique las tecnologías aptas para la prestación de dichos servicios, la redacción de la Disposición transitoria decimotercera del mismo Real Decreto debería modificarse en el sentido de: i) evitar la referencia al término *fluyente*, el cual carece en rigor de estricta definición normativa, y ii) precisar la posibilidad de participación para todas aquellas instalaciones que hubieran superado en su día el llamado *protocolo de pruebas de gestionabilidad*, de conformidad con el «Acuerdo por el que se da contestación a la solicitud de

de las necesidades del sistema. En caso de incumplimiento de estas instrucciones, se aplicará la penalización contemplada en el anexo III. Alternativamente a lo previsto en el párrafo anterior, las instalaciones cuya potencia instalada sea igual o superior a 5 MW, ó 0,5 MW en el caso de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, podrán participar voluntariamente en el servicio de ajuste de control de tensión.»

*Alternativamente a lo previsto en el párrafo anterior, las instalaciones cuya potencia instalada sea igual o superior a 5 MW, ó 0,5 MW en el caso de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, podrán participar voluntariamente en el servicio de ajuste de control de tensión aplicable a los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos siguiendo las consignas de tensión en un determinado nudo del sistema dadas por el operador del sistema. [...]*²⁸

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Resoluciones/2015/1501_Enero/150108_Acuerdo%20108-2014%20Contestacion%20OS.pdf

informe del Operador del Sistema sobre la participación de determinadas instalaciones de energías renovables en los servicios de ajuste del sistema, según el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio²⁸», como sigue:

*«**Disposición transitoria decimotercera.** Consideración sobre la participación en los servicios de ajuste del sistema.*

1. Hasta la aprobación de la resolución de la Secretaría de Estado de Energía en los términos previstos en el artículo 10.2 del presente real decreto, se consideran como no aptos para participar en los servicios de ajuste los generadores que, no habiendo superado en su día el protocolo de pruebas de gestionabilidad, de acuerdo a la clasificación establecida en este real decreto se encuentren incluidos en los grupos b.1, b.2 y b.3, ~~así como los generadores hidráulicos fluyentes integrados en los grupos b.4 y b.5.~~ Los generadores que en su día hubieran superado el protocolo de pruebas de gestionabilidad se considerarán aptos para participar en los servicios de ajuste hasta la aprobación de la antedicha Resolución.

2. En cuanto a las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste, aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este Real Decreto ya hubieran superado las pruebas existentes hasta la fecha, no deberán volver a superar las mismas.»

En relación también con este asunto, se propone más adelante la inclusión de otra Disposición adicional en la Propuesta en el sentido de introducir las modificaciones necesarias en los Procedimientos de Operación del Sistema pertinentes para lograr su efectiva aplicación.

5.8 Sobre la Disposición adicional primera (instalaciones asociadas a un consumidor) y la disposición transitoria cuarta (adaptación de las correspondientes configuraciones de medida).

28

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Resoluciones/2015/1501_Enero/150108_Auerdo%20108-2014%20Contestacion%20OS.pdf

«El citado Real Decreto establece que, de manera transitoria, y hasta la publicación de la norma que indique los requisitos necesarios para que las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación puedan participar en los servicios de ajuste, se considerarán no aptas para tal fin aquellas instalaciones incluidas en los grupos b.1, b.2 y b.3, así como los generadores hidráulicos fluyentes integrados en los grupos b.4 y b.5. Hasta el momento, la determinación de una instalación hidráulica como fluyente o no, no la otorga ningún tipo de documento oficial expedido por un órgano administrativo concreto, sino que a efectos de participación en determinados servicios de ajuste, las pruebas de gestionabilidad indican si la instalación en cuestión es gestionable (y por tanto no fluyente) o no gestionable (y por tanto fluyente).»

5.8.1 Sobre el pendiente desarrollo reglamentario del autoconsumo.

Se considera imprescindible, como prerequisite para la definición de un contexto normativo global para el autoconsumo de energía eléctrica, el establecimiento de la metodología de cálculo de los cargos prevista por el artículo 16.3 de la LSE²⁹. En efecto, la LSE cita, entre los ingresos del sistema eléctrico que han de permitir satisfacer sus costes y garantizar por ende la sostenibilidad económica y financiera del mismo, de un lado, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, destinados a cubrir la retribución de dichas actividades, y de otro, «*los cargos que se establezcan para el pago de las otras partidas de costes que no sean cubiertas por otros ingresos*». Sin una metodología que establezca cómo se han soportar los cargos, no es posible abordar en su conjunto la definición de las condiciones económicas que han de ser de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo, ya que sin conocer aquélla no es posible determinar de qué forma el autoconsumo contribuye a la financiación de estos.

De un lado, tanto el apartado 1 de esta Disposición adicional primera³⁰, como la redacción de la Disposición transitoria cuarta restringen las modalidades de autoconsumo a las que podrían acogerse las instalaciones de una tecnología concreta de determinado tamaño, en particular las instalaciones de cogeneración con una potencia igual o superior a 100 kW.

Este apartado 1 no respondería estrictamente hablando a una necesidad de actualización, corrección o modificación de algún aspecto normativo relativo a esta tecnología, sino que se trataría de un desarrollo parcial del artículo 9 de la LSE, de forma selectiva para una tecnología y rango de potencia determinados. En efecto, la LSE contempla de manera expresa, en su artículo 9, el autoconsumo de energía eléctrica, si bien remite a un desarrollo reglamentario de sus condiciones administrativas, técnicas y económicas que a la fecha de redacción de este informe aún no se ha llevado a cabo. Ante la demora del mismo y, según la MAIN, por cuestiones de urgencia, se procede a la regulación de las condiciones administrativas y técnicas —pero no económicas— asociadas a las instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW y de su consumidor asociado; nada se indica respecto a otras tecnologías. Las condiciones administrativas y técnicas de las cogeneraciones de potencia menor de 100 kW quedarían reguladas por el citado Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

²⁹ «3. El Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución. Dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes.»

³⁰ «1. Los titulares de las instalaciones de cogeneración de energía eléctrica de potencia instalada igual o superior a 100 kW podrán optar por vender toda su energía neta generada o acogerse, exclusivamente, a las modalidades de producción con autoconsumo definidas en el artículo 9.1 b) o c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La permanencia en una modalidad de venta de energía deberá ser, al menos, de un año. [...]»

De otro lado, el último párrafo del apartado 6 de esta Disposición adicional primera impactaría de forma negativa, de aprobarse tal y como consta en la Propuesta, las configuraciones de medidas orientadas al autoconsumo. En efecto, la redacción planteada supondría que el control de potencia, tanto activa como reactiva, se realizara «*sobre toda la energía consumida en el punto de suministro [...] con independencia de su procedencia*».

Ahora bien, limitar, por la vía de la regulación, el ahorro económico que pudiera derivarse de una instalación técnicamente diseñada para mejorar en lo posible la curva de carga de un consumidor (aplanando puntas y llenando valles) y, en su caso, el comportamiento de su factor de potencia, resulta contradictorio con los objetivos nacionales en materia de ahorro y eficiencia energética. Por lo tanto, se propone —al menos hasta tanto se disponga de la normativa de desarrollo del autoconsumo— una revisión en profundidad del primer y sexto apartados de esta Disposición adicional primera que permita: i) abarcar las distintas instalaciones (de diversas tecnologías y tamaños) y las distintas modalidades de autoconsumo que establece el citado artículo 9 de la LSE —o bien la supresión de su primer apartado, evitando con ello posibles diferencias de trato entre operadores de difícil justificación—, y ii) utilizar la medida en el punto frontera para el control de la potencia contratada y, en su caso, de la facturación del término de energía reactiva.

Por otra parte, tanto en la MAIN como el preámbulo de la propia Propuesta se dice que: «Desde la aprobación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, toda la normativa regulatoria para las instalaciones de cogeneración ha estado dirigida a la práctica del denominado “todo-todo”, esto es, la venta al sistema por parte del productor de energía eléctrica producida, y la adquisición, por parte del consumidor asociado, de la energía necesaria para su proceso productivo»³¹.

Esta afirmación debería matizarse, pues el hecho de que haya predominado la práctica del llamado “todo-todo” (es decir, verter a red la totalidad de la producción y adquirir la totalidad del consumo) no debería interpretarse en el sentido de que esta sea la opción necesariamente preferible o deseable, ni mucho menos exclusiva, pudiendo llegar a no ser económicamente viable la venta de excedentes. En definitiva, se considera que la posibilidad del funcionamiento en el denominado “régimen de excedentes” o autoconsumo —origen de la cogeneración como *autoproducción*— debe mantenerse cuando menos en pie de igualdad, en términos regulatorios, con el llamado “todo-todo”, sin aplicar otras restricciones que las derivadas de la aplicación debida del Reglamento unificado de puntos de medida.

³¹ El subrayado es nuestro.

En cuanto al control de potencia activa y reactiva sobre la energía consumida en el punto de suministro (en lugar de en el punto frontera) «*con independencia de su procedencia*» (es decir tanto si es autoconsumida como si no), debe tenerse presente que una de las ventajas comúnmente aceptadas del autoconsumo consiste en la posibilidad, bajo determinadas circunstancias, de reducir parcialmente la potencia contratada. Por ejemplo, un hotel que disponga de una cogeneración que cubra parte de sus necesidades de calor útil (necesario en la climatización, lavandería, agua caliente sanitaria, etc.) podría reducir en parte su potencia eléctrica contratada, gracias a la producción entregada por dicha cogeneración. Todo ello sin perjuicio, en el caso de que la cogeneración estuviera indisponible durante una punta de demanda del hotel, de la aplicación de las posibles penalizaciones por exceso de potencia que establece la normativa aplicable a la facturación.

De acuerdo con lo anterior, se propone:

«Disposición adicional primera. Instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW.

6. [...] la energía eléctrica excedentaria se obtendrá como diferencia entre la energía neta generada menos la energía consumida por el consumidor asociado en cada periodo horario.

La facturación de la energía adquirida [...] se determinará como la diferencia horaria entre toda la energía consumida en el punto de suministro menos toda la energía neta generada, considerándose nula cuando esta diferencia es negativa.

El control de la potencia contratada se realizará sobre ~~toda~~ la energía ~~consumida en el punto de suministro~~ medida en el punto frontera de acuerdo con lo establecido en el primer párrafo de este punto y para la facturación, en su caso, del término de energía reactiva se utilizará la energía tanto activa como reactiva medida en el punto frontera en el contador del consumo, con independencia de su procedencia.»

5.8.2 Sobre los plazos concedidos para la adaptación de las configuraciones de medida, y las consecuencias de incumplirlos.

El apartado 4 de esta Disposición adicional primera establece plazos exigentes para tramitar la autorización de una configuración singular de medida, admisible, de forma excepcional, para aquellas instalaciones con autorización de explotación a la entrada en vigor de la Propuesta que acrediten imposibilidad técnica o física para adaptar su configuración de medida a lo previsto con carácter general en los apartados 2 y 3 precedentes. Por otro lado, según el apartado 5 de la misma Disposición, el incumplimiento de, entre otras, las obligaciones previstas en el apartado 4 supondrían una infracción muy grave de las tipificadas conforme a lo previsto en el artículo 64.18 de la LSE.

En particular, se dan tres meses a contar desde la entrada en vigor de la Propuesta para cursar la correspondiente solicitud; a su vez, a los encargados de lectura se les dan 20 días para remitir las propuestas de fórmulas de cálculo que son parte esencial de dicha solicitud. Por otra parte, la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) por la que se autorice, en su caso, la configuración singular de medida determinará el plazo —no se especifica cuál— para la adecuación de la instalación. Según la Disposición transitoria cuarta, el plazo para resolver y notificar la referida solicitud será de seis meses.

Debe tenerse presente además que, en el caso de las instalaciones con autorización de explotación previa a la entrada en vigor de la Disposición adicional primera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre (cuya efectiva derogación supondrían las medidas introducidas por la Propuesta), es preceptivo el informe previo de esta Sala de Supervisión Regulatoria. En la actualidad siguen recibándose regularmente solicitudes de informe de la DGPEM en este sentido.

Es difícil hacer una estimación del volumen de solicitudes de autorización de configuración singular de medida que la aprobación de la Propuesta podría suscitar, pero se recomienda valorar una prolongación de los plazos planteados para prevenir un estrangulamiento de este proceso de *regularización*, que por otra parte se considera necesario y perentorio, transcurridos casi 8 años ya desde la entrada en vigor del real decreto por el que se aprobó el Reglamento unificado de puntos de medida. Los 20 días atribuidos a los encargados de lectura para remitir las propuestas de fórmulas de cálculo pueden ser un primer cuello de botella; duplicar este plazo, o extenderlo al menos a 30 días, parece prudente. Otro tanto cabría decir de los tres y seis meses propuestos como plazo para la presentación de solicitudes y su resolución: sería aconsejable ampliarlos a cuatro y nueve meses, respectivamente. En paralelo, cabría extender también a nueve meses el plazo de adecuación, en su caso, de la configuración de medida.

Por otra parte, se considera que una disposición reglamentaria, como sería el caso de la Propuesta, puede hacer de complemento normativo de la Ley (en este caso la LSE) para lograr la integración normativa de un tipo infractor, pero en modo alguno alterar la definición que de un tipo hace la Ley. El principio de legalidad sería además no solo aplicable a la definición de los tipos, sino también a la de las sanciones aplicables previstas en el artículo 68 de la propia LSE. Teniendo en cuenta lo anterior, se tiene que el tipo infractor se acomodaría mejor en todo caso al previsto en el artículo 65.10 de la LSE (correspondiente a una infracción grave) que no al 64.18 (correspondiente a una infracción muy grave), habida cuenta de que las circunstancias que impedirían, en su caso, la correcta medición y facturación, tendrían una motivación histórica y técnica, que no supondría peligro o daño grave para

personas, bienes o para el medio ambiente, cuestión esta última que llevaría a calificar la infracción como muy grave³².

De acuerdo con lo anterior, e insistiendo en que no se debería limitar el alcance de la Propuesta a cogeneraciones de potencias superiores a 100 kW, puesto que ni la Disposición adicional primera del Real Decreto 1110/2007, del 24 de agosto, ni la Disposición adicional primera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, excluían de la posibilidad de solicitar una configuración singular a instalaciones de cogeneración de potencia inferior, se proponen las siguientes modificaciones de redacción:

En la Disposición adicional primera:

*«4. Excepcionalmente, los titulares de las instalaciones con autorización de explotación a la entrada en vigor del presente real decreto que acrediten imposibilidad técnica o física para adaptar su configuración de medida [...] podrán solicitar [...] la autorización de una configuración singular de medida en el plazo máximo de ~~tres~~ **cuatro** meses a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto.*

[...]

*A tal fin, los encargados de la lectura deberán remitir las propuestas de fórmulas de cálculo antes de que transcurran **20 40** días desde que les sean solicitadas por los titulares de las instalaciones. [...]*

[...]

*5. El incumplimiento de las obligaciones previstas en los apartados 2, 3 y 4 supondrá una infracción **muy** grave de las tipificadas conforme a lo previsto en el artículo ~~64.18~~ **65.10** de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y será causa de la suspensión de la condición de sujeto de mercado y, en su caso, de la cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación»*

En la Disposición transitoria cuarta:

³² Artículo 64.18 de la LSE: «Son infracciones muy graves:

[...] 18. El incumplimiento por parte de los responsables del punto de medida de la obligación de disponer de los equipos de medida y control y demás dispositivos que reglamentariamente se hayan establecido, de forma que se impida o altere la correcta medición y facturación, o cuando dicho incumplimiento comporte peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente; así como la negativa u obstrucción al acceso de los encargados de la lectura, verificadores u organismos autorizados por la administración competente para la realización de la lectura, o verificación de los equipos.»

Artículo 65.10 de la LSE: «Son infracciones graves:

[...] 10. El incumplimiento por parte de los responsables del punto de medida de la obligación de disponer de los equipos de medida y control y demás dispositivos que reglamentariamente se hayan establecido cuando no se impida la correcta facturación de las energías suministradas o consumidas, o cuando dicho incumplimiento no comporte peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente.»

«**Disposición transitoria cuarta.** Adaptación de las configuraciones de medida de las instalaciones de cogeneración ~~de potencia igual o superior a 100 kW asociadas a un consumidor.~~

1. Las instalaciones de cogeneración de energía eléctrica ~~de potencia instalada igual o superior a 100 kW~~ que a la entrada en vigor del presente real decreto dispongan de autorización de explotación así como su consumidor asociado dispondrán de un plazo de **seis nueve** meses desde la entrada en vigor del presente real decreto para adecuar su configuración de medida a lo establecido en el apartado 2 y 3 de la disposición adicional cuarta o de **tres cuatro** meses para solicitar, en su caso, la autorización de la configuración singular de medida indicada en el apartado 4 de dicha disposición. El plazo para resolver y notificar la referida solicitud será de **seis nueve** meses.

2. Las instalaciones de cogeneración de energía eléctrica ~~de potencia instalada igual o superior a 100 kW~~ y su consumidor asociado que a la fecha de entrada en vigor de este real decreto hubieran solicitado la autorización de una configuración singular de medida al amparo de la disposición adicional primera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, [...] no deberán volver a presentar su solicitud de autorización de configuración singular de medida.»

5.8.3 Sobre la comunicación de la opción de venta de energía.

La Disposición adicional primera establece que se debe comunicar al órgano encargado de la liquidación los cambios de la modalidad de venta de energía de las instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW. Dado que esta información se convierte en un dato necesario para la correcta liquidación de las instalaciones, ya que afecta directamente al modo de calcular el coeficiente “d”, se considera necesario que el mismo forme parte de los datos retributivos contenidos en el Registro de régimen retributivo específico. Posteriormente, por los cauces ya establecidos, el MINETUR lo comunicará al órgano encargado de la liquidación.

Por otro lado, la propuesta de normativa solo establece la comunicación de los cambios de esta opción de venta y, sin embargo, dado que actualmente no es una información registral ni se dispone de ella en el sistema de liquidaciones, sería necesaria también realizar una carga inicial.

A continuación se plantea una posible redacción alternativa del apartado 1 de la Disposición adicional primera de la Propuesta conforme a lo expuesto en este epígrafe:

«[...] A ~~estos efectos de que la opción de venta de energía elegida quede incluida como dato registral en el Registro de Régimen Retributivo Específico~~ los titulares de las instalaciones de cogeneración deberán comunicarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas al órgano encargado de las liquidaciones al inicio

de la actividad o en el plazo de un mes desde que se produzca cualquier cambio en la modalidad de venta de las recogidas en el párrafo anterior.

De igual forma, a los efectos de completar inicialmente esta información en el Registro de Régimen Retributivo Específico, en el plazo máximo de un mes a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto, todos los titulares de las instalaciones a las que sea de aplicación esta disposición adicional deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas si venden toda su energía neta o por el contrario están acogidos a alguna de las modalidades de producción con autoconsumo definidas en el artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.»

5.9 Sobre la Disposición transitoria primera (Depósitos de garantías para expedientes en tramitación).

La Disposición transitoria primera establece en sus apartados 1 y 2 la necesidad de aportar la garantía económica establecida en los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, cuyo importe —con la redacción dada por la Propuesta— ascendería a 20 €/kWh, también para aquellas instalaciones del anteriormente denominado régimen ordinario que hubieran depositado ya la garantía exigida por el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000 (en su redacción vigente a la redacción de este informe), las cuales a la entrada en vigor de la Propuesta no hubieran obtenido aún la autorización de explotación definitiva, tanto si ya dispusieran de la autorización administrativa como si no.

En primer lugar, teniendo en cuenta que esta Disposición es de aplicación a instalaciones que ya han iniciado —o incluso superado— los trámites administrativos requeridos para su construcción y, por consiguiente han depositado la garantía económica exigida para dicha tramitación, no parece adecuado que en un plazo tan breve como el dispuesto en la redacción de la Propuesta (dos meses) tengan que hacer un nuevo desembolso en concepto de garantía para solicitar el acceso a las redes, por lo que se propone extender dicho plazo.

Por otra parte, y en coherencia con una de las modificaciones planteadas en relación con el artículo 1 de la Propuesta, se considera conveniente explicitar que la revocación, en su caso, de la autorización administrativa supondría la pérdida de los permisos de acceso y conexión de los que pudieran disponer las instalaciones, ya que las garantías indicadas en los artículos 59 bis y 66 bis se establecen como prerrequisito para iniciar los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte y a la red de distribución, respectivamente.

Del mismo modo, se considera necesario especificar además que la cancelación de la solicitud por parte del órgano competente, o la no

presentación de la garantía, supondría igualmente la pérdida de los permisos de acceso y conexión.

Asimismo, teniendo en cuenta que, en muchos casos, el importe de la garantía contemplado en la Propuesta será de cuantía diferente al hasta ahora fijado por la vigente redacción del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, debería considerarse únicamente el pago (o, en su caso, devolución) de la diferencia entre la cuantía ya depositada en la anterior tramitación y la exigida por la Propuesta.

De acuerdo a las anteriores consideraciones, se propone la siguiente redacción:

«Disposición transitoria primera. Depósito de garantías para expedientes en tramitación.

*1.- Las instalaciones de producción de potencia superior a 50 MW que a la entrada en vigor de este real decreto dispusieran de autorización administrativa y no hubieran obtenido aún la autorización de explotación definitiva, deberán presentar el resguardo mencionado en los artículos 59 bis o 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en un plazo máximo de ~~dos~~ **cuatro** meses a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto. Transcurrido dicho plazo sin que el solicitante hubiera presentado el mismo o hubiera obtenido la referida autorización de explotación, quedará sin efecto la autorización administrativa obtenida, previa incoación por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas del correspondiente procedimiento. **La resolución por la que en su caso quede sin efecto la autorización administrativa supondrá la pérdida de los permisos de acceso y conexión correspondientes, lo que será comunicado por la Dirección General de Política Energética y Minas al operador del sistema y al gestor de la red de transporte o distribución.***

La cuantía de las garantías depositadas en la tramitación de los permisos de acceso y conexión según la redacción del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, vigente hasta la entrada en vigor de este real decreto, será descontada de la cantidad total a depositar como aval establecida por el repetido Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en la redacción dada por el artículo 1 de este real decreto. Si tal diferencia resultara negativa, se reembolsará al peticionario la cantidad resultante en un plazo no superior a dos meses a contar desde la entrada en vigor de este real decreto.

2.- Las instalaciones de producción de potencia superior a 50 MW que a la entrada en vigor de este real decreto no dispongan de autorización administrativa y tuvieran una garantía depositada al amparo del artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, en su redacción vigente hasta la entrada en vigor de la presente disposición, dispondrán de un plazo máximo de ~~dos~~

cuatro meses a contar desde la fecha de entrada en vigor del presente real decreto para presentar el resguardo mencionado en los artículos 59 bis, 66 bis ó 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o desistir de su solicitud de autorización administrativa y declaración de impacto ambiental, interesando la devolución de los avales que hubieran depositado al amparo de lo previsto en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, sin que haya lugar, en virtud de ese desistimiento, a la ejecución de las tales garantías. Dicho desistimiento supondrá la pérdida de los derechos de acceso y conexión correspondientes, lo que será comunicado por la Dirección General de Política Energética y Minas al operador del sistema y al gestor de la red de transporte o distribución.

La cuantía de las garantías depositadas en la tramitación de los permisos de acceso y conexión según la redacción del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, vigente hasta la entrada en vigor de este real decreto, será descontada de la cantidad total a depositar como garantía económica establecida por el repetido Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en la redacción dada por el artículo 1 de este real decreto. Si tal diferencia resultara negativa, se reembolsará al peticionario la cantidad resultante en un plazo no superior a dos meses a contar desde la entrada en vigor de este real decreto.

5.10 Sobre la Disposición transitoria segunda (Planes de inversión de empresas con menos de 100.000 clientes).

Se valora positivamente que para aquellas empresas que para el bienio 2015-2016 cuenten con un plan de inversiones ya aprobado, se les otorgue la posibilidad de continuar con el mismo, o bien presentar un nuevo plan de carácter anual para 2016. En este sentido, se señala en la Disposición transitoria segunda que el control de las inversiones ejecutadas en el año 2015 se realizará considerando un volumen máximo de inversión para el año 2015 del 50% de la cuantía máxima establecida en la resolución de la Secretaría de Estado de Energía que aprueba los planes de inversión para el período 2015-2016.

Al respecto, se considera que en estos casos no se debería partir del 50% del volumen máximo de inversión del período 2015-2016 para llevar a cabo el control de la ejecución del plan en el año 2015, ya que en los planes de inversión del período 2015-2016 puede haber casos en los que en el año 2015 se hayan incluido inversiones por valor superior a dicho 50% del total de la inversión aprobada. En este sentido, sería suficiente que el volumen máximo de inversión con derecho a retribución del año 2016 fuera tal que la suma de los volúmenes de inversión de los años 2015 y 2016 no supere el volumen de inversión aprobado para el periodo 2015-2016.

5.11 Sobre la Disposición transitoria tercera (cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento de instalaciones de autoconsumo).

Se valora positivamente el objetivo de esta Disposición transitoria tercera, es decir, posibilitar la correcta liquidación de las instalaciones de autoconsumo (en particular, de las cogeneraciones), en tanto dichas instalaciones no regularicen sus configuraciones de medida. No en vano desde esta Comisión, como órgano encargado de la liquidación, se puso en su día de manifiesto ante la DGPEM la problemática detectada para la correcta liquidación de la retribución específica en el caso de aquellas instalaciones de autoconsumo (en particular, cogeneraciones) que funcionan en el llamado “*régimen de excedentes*” (por oposición al llamado “*todo-todo*”) para las que solo se disponga de medida dada de alta en el sistema de medidas eléctricas (SIMEL) en el punto frontera con la red de distribución o transporte. Si el número de horas equivalentes deducible de dicha producción excedentaria fuera insuficiente para alcanzar el umbral de funcionamiento exigido para la percepción del régimen retributivo específico, aun cuando la energía medida en barras de central superara dicho valor, estas instalaciones dejarían de percibir liquidaciones tanto por retribución a la inversión (R_i) como por retribución a la operación (R_o), debido a la imposibilidad práctica —al menos transitoriamente— de poner en práctica lo previsto al respecto en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

No obstante lo anterior, los apartados segundo y tercero de esta Disposición transitoria tercera, al remitir a los apartados segundo y cuarto de la Disposición adicional primera —el texto de la Propuesta se refiere, por error, a la Disposición adicional única— estarían restringiendo la aplicación de esta medida a las instalaciones de cogeneración con potencia superior a 100 kW o, aun de adoptarse la redacción recomendada en este informe para dicha Disposición adicional primera, a las instalaciones fuera del ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, excluyendo a las restantes instalaciones que pudieran estar afectadas por esta misma problemática.

Por otro lado, la Propuesta alude a la presentación de un «*certificado emitido por un organismo de control autorizado en el que se acredite la energía generada en barras de central*». Esta posibilidad se contempla solo de forma transitoria, hasta tanto se cumplan los requisitos relativos a la medida previstos en la repetida Disposición adicional primera (requisitos para cumplir con los cuales se otorga un plazo de seis meses en la Propuesta; nueve, si se adoptara la recomendación de este informe). Se considera inadecuado involucrar a un tercero (el organismo de control) para un transitorio tan breve, con el consiguiente coste añadido para la instalación afectada, por lo que se propone en su lugar solicitar una declaración responsable análoga a las previstas en los anexos VII, VIII, XI y XII del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Esta Comisión considera además necesario clarificar el procedimiento de envío de la información y su validez, así como prever las actuaciones a seguir en el

sistema de liquidaciones en caso que no se cumplan los requisitos relativos a equipos de medida. De acuerdo con todo lo anterior, se propone adaptar la Propuesta mediante la siguiente modificación en la redacción:

*«Disposición transitoria tercera. Cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones ~~de cogeneración~~ **de producción acogidos a una modalidad de autoconsumo** hasta la adecuación de sus configuraciones de medida.*

*«1. Transitoriamente, y a los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento, regulado en el artículo 21 del 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, los titulares de las instalaciones de ~~cogeneración~~ **producción acogidas a una modalidad de autoconsumo**, podrán presentar ante el órgano encargado de las liquidaciones, **según el procedimiento que este establezca, una declaración responsable conforme al modelo proporcionado como Anexo I a este real decreto un certificado emitido por un organismo de control autorizado** en el que se **comunique acredite** la energía generada en barras de central **en los periodos anuales en los que se haya devengado régimen retributivo específico.**»*

*2. Lo establecido en el apartado anterior será de aplicación exclusivamente hasta que las instalaciones cumplan los requisitos relativos a los equipos de medida establecidos en el apartado 2 de la disposición adicional **única primera** del presente real decreto y, en ningún caso, con posterioridad a la finalización del periodo establecido para adecuar sus configuraciones de medida en la referida disposición transitoria cuarta de este real decreto. **En caso de que no se hayan cumplido los mencionados requisitos a la finalización de dicho periodo de adecuación, a los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento regulado en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se emplearán los valores de energía vendida en el mercado comunicados por los encargados de lectura.**»*

6. Propuestas adicionales de la CNMC

6.1 Propuesta de un nuevo artículo sobre Modificación del Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre.

Se considera que el plazo de dos meses para el que el usuario ponga su lectura a disposición del encargado de lectura, en aquellos casos en que no haya sido posible el acceso al equipo de medida para realizar la medida puede provocar el retraso de la facturación del ATR en dos meses adicionales. Por

ello, se propone la modificación del párrafo tercero del apartado uno del artículo 2 del Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre.

También, se considera conveniente adaptar lo establecido en el Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, a la propuesta de procedimiento por el cual los distribuidores ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores la medida horaria de los equipos de medida tipo 5 conectados al sistema de telegestión, según la cual se establece la obligatoriedad de poner a disposición de las comercializadoras la curva de carga horaria validada (CCH_VAL) semanalmente. Por ello, se considera necesario incluir un nuevo artículo del siguiente tenor:

“Artículo 8. *Modificación del Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.*

El Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW, queda modificado en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el apartado 1 del artículo 2 con la siguiente redacción:

«1. La facturación de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso se efectuará por la empresa comercializadora de último recurso con base en lecturas reales.

*La lectura de la energía será realizada por el encargado de lectura con una periodicidad bimestral y puesta a disposición de la empresa comercializadora de último recurso. En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la lectura se realizará con una periodicidad **mensual semanal**, poniéndose a disposición de la empresa comercializadora de último recurso para su facturación mensual al consumidor.*

*En aquellos suministros en los que el encargado de lectura no pueda acceder al equipo de medida para realizar la lectura, deberá dejar un aviso de imposible lectura en el que se indique un número de teléfono y una dirección web mediante la cual el usuario podrá facilitar la lectura de su equipo, así como el plazo para hacerlo. En el aviso de imposible lectura se especificará la información que deberá indicar el usuario para poder facilitar dicha lectura. En el caso de que el usuario no ponga a disposición del encargado de la lectura, la lectura de su equipo de medida en el plazo de ~~dos meses~~ **5 días hábiles** desde el aviso de imposible lectura, el encargado de la lectura podrá estimar el consumo de dicho suministro en función del procedimiento recogido en la normativa vigente en cada momento.*

*En todo caso y sin perjuicio de la obligación del encargado de lectura de leer con carácter bimestral, o **mensual semanal**, según corresponda, se realizará una regularización anual en base a lecturas reales y, en caso de que el consumidor no facilite las lecturas, dicha regularización anual podrá realizarse en base a estimaciones.»*

Dos. Se modifica el apartado 2 del artículo 3 con la siguiente redacción:

*«2. La facturación del acceso a las redes se realizará siempre basándose en lecturas reales. En cualquier caso la lectura de la energía será realizada por el encargado de lectura con una periodicidad máxima bimestral y puesta a disposición de la empresa comercializadora. En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para teled medida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la lectura se realizará con una periodicidad **mensual semanal**.»*

6.2 Propuesta de un nuevo artículo sobre Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Se considera que la regulación actual tiene suficientes mecanismos desde que se produce el intercambio de energía y el cierre definitivo (que se realiza 9 meses después) para detectar y corregir las posibles anomalías que se produzcan en la medida. Por ello, se considera conveniente subir el umbral de aplicación de correcciones únicamente a un importe mensual mínimo de 1 GWh. Por otra parte, ante la disparidad de criterios aplicados por cada distribuidora en el modo de facturación de los alquileres de los equipos de medida, lo que genera incertidumbre para los consumidores y suele ser objeto de múltiples reclamaciones por parte de los mismos, se propone incluir una nueva Disposición adicional —que sería la tercera— con el objetivo de dar mayor transparencia y seguridad a la aplicación del citado alquiler. Por ello, se propone incluir un nuevo artículo del siguiente tenor:

“Artículo 9. Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

El Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, queda modificado en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el apartado 2.d) del artículo 15 con la siguiente redacción:

«d) Que la diferencia horaria con la medida correspondiente al cierre definitivo sea mayor de 10 MWh, siendo además la diferencia en el acumulado mensual ~~del 20%~~ superior a 1 GWh. Estos límites se aplicarán a medidas individualizadas para los puntos frontera tipo 1 y 2 y a agregaciones para los puntos frontera tipo 3, 4 y 5.»

Dos. Se modifica el apartado 3.b) del artículo 15 con la siguiente redacción:

«b) Que la diferencia horaria con la medida correspondiente al cierre definitivo sea mayor de 10 MWh, siendo además la diferencia en el acumulado mensual ~~del 20% o~~ superior a 1 GWh. Estos límites se aplicarán a medidas individualizadas para los puntos frontera tipo 1 y 2 y a agregaciones para los puntos frontera tipo 3, 4 y 5.»

Tres. Se incorpora un nuevo párrafo al final del apartado 8 del artículo 9 con la siguiente redacción:

«[...] Las empresas distribuidoras que faciliten a los consumidores los equipos de medida en régimen de alquiler, facturarán el correspondiente importe regulatoriamente establecido teniendo en cuenta el número de días del periodo de facturación —es decir, indicando expresamente el precio en €/día—, considerando que en dicho período el día de lectura inicial estará excluido y el día de lectura final estará incluido.»

6.3 Propuesta de un nuevo artículo sobre Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

Tal y como se proponía en la Propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, se considera que los consumos propios de las redes de distribución de energía eléctrica deberían estar eximidas de la contratación, y su consumo quedaría incluido en las pérdidas de las redes. Por ello, se propone incluir un nuevo artículo del siguiente tenor:

“Artículo 10. Modificación del 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.

El apartado 2 del artículo 1 del 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, queda modificado en los siguientes términos:

*«2. Se exceptúan de la aplicación del presente Real Decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de transporte ~~y distribución~~ de energía eléctrica. No se considerarán como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas. **La energía empleada por las empresas distribuidoras de energía eléctrica como consumos propios tendrá el mismo tratamiento que las pérdidas en sus redes.**»*

6.4 Propuesta de una nueva Disposición adicional sobre la participación de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos en los servicios de ajuste del sistema.

Para lograr la efectiva aplicación de la Disposición transitoria decimotercera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en su redacción propuesta por este mismo informe, y hasta la aprobación de la Resolución prevista en el artículo 10.2 del citado Real Decreto que establecerá los criterios para determinar cuáles son las instalaciones aptas para la participación en los servicios de ajuste, se propone añadir una Disposición adicional que incluya un mandato al Operador del Sistema para que proponga a la Dirección General de Política Energética y Minas las modificaciones que a tal efecto considere pertinente incluir en los Procedimientos de Operación del Sistema, con la siguiente redacción:

**«Disposición adicional XXX. Mandato al operador del sistema.
En el plazo máximo de dos meses a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto, Red Eléctrica de España, en su calidad de operador del sistema, propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas la modificación de cuantas disposiciones de los distintos procedimientos de operación considere necesarias para la plena aplicación de la Disposición transitoria decimotercera del Real Decreto 413/2014, en su redacción dada por este real decreto.»**

6.5 Modificaciones relacionadas con el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

6.5.1 Sobre la oferta alternativa de los comercializadores de referencia a precio fijo para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.

En el último informe publicado por la CNMC sobre la supervisión de las ofertas del mercado minorista de gas y electricidad recogidas en el comparador de ofertas de la CNMC³³, se puso de manifiesto que las ofertas alternativas al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor –PVPC– que ofrecen los comercializadores de referencia durante un año según lo establecido en los artículos 13 y 14 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, se sitúan entre las más caras del comparador (un 8% superior a la media del resto de las ofertas de mercado libre, y un 13% superior a la media de las ofertas con revisión anual de las comercializadoras en mercado libre ligadas a las empresas energéticas tradicionales). Además, la existencia de estas ofertas alternativas está favoreciendo la existencia de productos en el mercado que se publicitan destacando importantes descuentos sobre dichas ofertas, que pueden llevar a confusión en tanto que prácticamente no existen consumidores

³³ Enlace a los [Informes sobre el mercado minorista de energía eléctrica](#) en la página web de la CNMC.

acogidos a ellas. Carecería de sentido que los comercializadores de referencia tengan que seguir ofreciendo este tipo de producto cuando el mercado libre ya ofrece suficientes ofertas de este tipo. En efecto, casi todos los comercializadores que suministran a consumidores en el segmento doméstico ofrecen posibilidades de contratación con las mismas características de coste de la energía fijo a uno e incluso dos años vista y son más baratas que las que ofertan los comercializadores de referencia.

A la vista de la experiencia demostrada y aplicando los principios de buena regulación, se propone la eliminación de dicha tarifa alternativa, derogando en su totalidad el Título IV del citado Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, añadiendo el siguiente párrafo a la disposición derogatoria de la Propuesta.

«Disposición derogatoria única.

[...] c) Queda derogado el título IV del 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.»

No obstante lo anterior, dado que, según los datos obrantes en esta Comisión, unos 700 consumidores habrían contratado estas ofertas a octubre de 2014, sería necesario disponer el traslado de estos consumidores al PVPC, así como especificar la actuación a llevar a cabo por parte del comercializador de referencia. Para ello, y dado que la opción del precio fijo debía mantenerse por el comercializador de referencia al menos por un año desde su contratación, se propone que el traslado de dichos consumidores se realice una vez acabado dicho plazo, se tendría adicionalmente que incluir una nueva disposición transitoria.

«Disposición transitoria XXX.

El comercializador de referencia dará traslado de los consumidores acogidos a la oferta alternativa de los comercializadores de referencia a precio fijo para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor, en la fecha en la que finalice el año transcurrido desde su contratación, al precio voluntario para el pequeño consumidor previsto en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo. Para ello, antes de esa fecha, el comercializador de referencia informará a estos consumidores de que el producto que había contratado con el comercializador de referencia ha sido eliminado por la disposición derogatoria única, letra c) del Real Decreto XXX/2015 y que por lo tanto, en la siguiente factura, le será de aplicación el precio voluntario para el pequeño consumidor.»

ANEXO I. Resumen de alegaciones recibidas.

En este anexo no se reflejan las recomendaciones o valoraciones de la CNMC, sino las opiniones recabadas a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

El 22 de enero de 2015 la Propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. A la fecha de redacción de este informe se han recibido alegaciones de:

Listado de alegaciones

1. Acciona.
2. Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE).
3. Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN).
4. Asociación Empresarial Eólica (AEE).
5. Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA).
6. Asociación de Representantes del Mercado Ibérico de Electricidad (ARMIE).
7. Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME).
8. ATOMIX
9. Junta de Andalucía.
10. Gobierno del Principado de Asturias.
11. Gobierno de Canarias.
12. Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha.
13. Gobierno de Extremadura.
14. Generalitat de Catalunya.
15. Xunta de Galicia.
16. Gobierno de la Comunidad de Madrid.
17. CIDE.
18. COGEN (Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración).
19. EGA (Asociación Eólica Galicia).
20. Endesa.
21. Enel Green Power.
22. Enérgya VM.
23. Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España (FENIE).
24. HispaCoop
25. HISPALYT (Asociación Española de Fabricantes de Ladrillos y Tejas).
26. Iberdrola Distribución.
27. Iberdrola España, S.A.U.
28. Red Eléctrica de España como Gestor de la Red de Transporte.
29. Red Eléctrica de España como Operador del Sistema.
30. Repsol (Repsol Química, S.A. y Repsol Petróleo, S.A.).
31. Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
32. Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA): Endesa, EdP, E.On, Gas Natural-Fenosa, Iberdrola.
33. Generalitat Valenciana.

A continuación se facilita una síntesis temática del contenido de los comentarios recibidos a la fecha de redacción de este informe; dicha síntesis no es exhaustiva y está necesariamente sometida a un cierto grado de subjetividad tanto en la elección de los temas considerados más relevantes, como en la agrupación de los mismos, pasando por la selección de aquellas contribuciones que se han considerado más relevantes o diferenciales por los aspectos tratados.

Sobre la modificación de los artículos 59 bis, 66 bis y 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, relativos a los avales (Artículo 1)

Con carácter previo, algunas alegaciones critican que, en los últimos años, se ha aprovechado cualquier disposición reglamentaria para introducir modificaciones en la regulación vigente, siendo un claro ejemplo de ello el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. A este respecto, solicitan que se aborde una reforma completa del antedicho real decreto, de tal forma que integre todas las modificaciones efectuadas a lo largo de estos años y permita manejar un texto normativo actualizado y completo.

Gran parte de las alegaciones recibidas consideran necesario que los promotores depositen una garantía económica para tramitar la solicitud de autorización de nuevas instalaciones de generación. A mayor abundamiento, algunos escritos consideran adecuadas las simplificaciones normativas y la unificación de criterios para todo tipo de tecnologías en lo que a avales se refiere.

Algunos agentes centran sus alegaciones en los siguientes puntos:

1. El aval debería estar en consonancia con el coste que el proyecto de autorización supondrá para la Administración y para el Sistema. No consideran equiparable hacer incurrir a la Administración en meros costes administrativos en la tramitación de nuevos proyectos, que originar el refuerzo de la red de transporte para evacuar una energía que finalmente no llegara a producirse. A este respecto, consideran la cuantía del aval —20 €/kW—desproporcionada para los proyectos de instalaciones de producción de tecnologías convencionales durante el trámite administrativo de autorización. Recuerdan que el importe de la garantía económica de 20 €/kW se planteó para el extinto régimen especial, es decir para proyectos de menos de 50 MW, para los que resultaban avales razonables. Extender este ratio en €/kW a proyectos de mucha más potencia da lugar a garantías económicas completamente desproporcionadas. Esta garantía económica encarece notablemente el desarrollo de grandes proyectos, aumenta sustancialmente los riesgos a asumir, supone una barrera de entrada de nuevos agentes, sin que de ello se derive beneficio alguno.

Asimismo, advierten que dicha cuantía podrá modificarse por orden ministerial, así como establecer cuantías diferenciadas por tecnología y potencia, lo que conlleva una gran incertidumbre que imposibilitaría el mantenimiento de la cartera de proyectos de muchas empresas del sector. A este respecto, otro agente considera que las posibles distinciones, tanto en relación con la potencia como con la tecnología utilizada, deberían marcarse ya desde la Propuesta, indicando unos criterios mínimos en virtud de los cuales pudieran, en su caso, establecerse dichas diferencias, y obligando (en lugar de habilitando) al Gobierno a la fijación y revisión de esas cuantías de forma periódica y con unos criterios y plazos a determinar en la propia Propuesta.

Estos agentes proponen establecer dos avales diferenciados en función del proceso del maduración de los proyectos: i) un aval administrativo

proporcionado a los costes de gestión administrativa de los expedientes y ii) un aval técnico de 20 €/kW para los proyectos de menos de 50 MW y de 10 €/kW para los proyectos de más de 50 MW que compense los costes de expansión de la red una vez se tome la decisión de inversión.

Alternativamente, uno de los escritos solicita que en caso de no considerar conveniente el establecer el sistema de doble aval, se debería eximir a los proyectos de más de 50 MW del alcance de lo dispuesto en el artículo 1 de la Propuesta.

2. Deben quedar excluidos de la necesidad de constituir aval —o al menos que su importe sea muy reducido— aquellos proyectos que no impliquen modificaciones en la capacidad de las líneas de evacuación, como es el caso de las inversiones para adaptación a la Directiva de Emisiones Industriales.
3. La Propuesta impone exigencias de tipo económico a los proyectos de instalaciones de producción para la obtención de la autorización administrativa, que podrían no ser necesarios.

En efecto, la LSE establece en el artículo. 53 que la Administración Pública competente puede establecer que determinados tipos de modificaciones no sustanciales no queden sometidas a autorización administrativa. Reglamentariamente, según la Ley, se establecerán los criterios a utilizar para considerar como no sustancial una determinada modificación.

La Propuesta debe definir los criterios citados antes de imponer obligaciones de constituir garantías económicas a proyectos que pudieran quedar exentos según establece la Ley.

Otra de las alegaciones sugiere que, para las instalaciones de potencia superior a 50 MW, se mantenga el momento de aportación actual del aval y se recupere con la obtención de la autorización administrativa previa.

Otros de los escritos recibidos reclama que la garantía económica sea lo más genérica posible, dentro de las admitidas como garantía en la legislación. Asimismo, este mismo agente plantea lo siguiente:

1. En lo que se refiere a la devolución de garantías, propone dar por cierta esa devolución —y no como una posibilidad— en el supuesto de que el desistimiento de la construcción de la instalación venga dada por circunstancias impeditivas que no fueran ni directa ni indirectamente imputables al interesado y así fuese solicitado por éste a la Dirección General de Política Energética y Minas. Sugiere la siguiente modificación de redacción de los artículos 59 bis y 66 bis:

«La garantía económica será cancelada cuando el peticionario obtenga la autorización de explotación definitiva de la instalación. Ello no obstante, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá ~~podrá~~ exceptuar exceptuará la ejecución de la garantía depositada por el titular de

una instalación, si el desistimiento en la construcción de la misma viene dado por circunstancias impositivas que no fueran ni directa ni indirectamente imputables al interesado y así fuera solicitado por éste a la Dirección General de Política Energética y Minas.»

Otro agente plantea que la garantía económica sea cancelada cuando el peticionario obtenga el Certificado de Instalación Eléctrica —emitido por una empresa acreditada— en lugar de cuando obtenga la autorización de explotación definitiva de la instalación.

2. Utilizar también estos avales como justificación de la capacidad económica exigida a las instalaciones de producción de acuerdo con el apartado 3 del artículo 121 «Capacidad del solicitante» del Real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
3. Extender la exención de la presentación de garantía instalaciones de potencia igual o menor a 100 kW —en lugar de 10 kW— en consonancia con los niveles de potencia regulados en el Real Decreto 1699/2001, de 18 de noviembre. Este real decreto se dictó precisamente para simplificar los requisitos para las instalaciones de pequeña potencia de hasta 100 kW. En este sentido también se pronuncia el gobierno de una Comunidad Autónoma. Otro escrito plantea introducir una limitación de la cuantía del aval para instalaciones de pequeña potencia (<100 kW) porque en lugar de ser una garantía que asegure la ejecución de la instalación se podría convertir en una limitación para llevar éstas a cabo. Otro escrito propone la inclusión del siguiente párrafo en la redacción propuesta del artículo 59 bis para evitar la duplicación de avales a proyectos de nuevas instalaciones:

«Aquellos proyectos de instalaciones para los cuales se haya presentado un aval para la tramitación de su evaluación de impacto ambiental bajo el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000 con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto quedarán exentos de presentar la garantía económica contemplada en este artículo hasta la obtención de la autorización administrativa.»

4. Uno de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad propone sustituir tanto en el título de los artículos 59 bis como 66 bis como en el redactado de los mismos, el concepto «*instalaciones de producción*» por «*instalaciones de generación*», de forma que aplique sin distinción a cualquier instalación de generación, independientemente de que esté registrada o no en el registro de instalaciones de producción, y por tanto sea de aplicación a todas las modalidades de autoconsumo.

Otra alegación propone concretar que el depósito de garantías quede formalizado cuando la DGPEM remita oficio al OS de la adecuada presentación de la referida garantía por parte del solicitante. Además, entiende necesario incluir dentro del texto consolidado, además de en la disposición transitoria primera, que el desistimiento o ejecución del aval supondrá la pérdida de los permisos de acceso y conexión de los que dispusiesen las instalaciones, ya que el aval indicado en los

artículos 59 bis y 66 bis se establece como prerrequisito para iniciar los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte y a la red de distribución, respectivamente.

Varios gobiernos autonómicos apuntan que debería añadirse a la redacción la referencia al órgano competente receptor del resguardo del depósito de garantía, así como la necesidad de comunicar cualquier acto que pudiera afectar a dichas garantías, proponiendo la siguiente redacción:

*«Para las instalaciones de producción, el solicitante antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas y ante el órgano competente para la autorización de la instalación resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado una garantía económica por una cuantía equivalente a 20 €/kW. **Asimismo, la Dirección General de Política Energética y Minas, comunicará al órgano competente para la autorización de la instalación, cualquier cambio que afecte a la garantía citada.** Por orden ministerial podrá modificarse [...].»*

Asimismo, consideran que la misma modificación debe introducirse en el artículo 124 también modificado.

*«Para las instalaciones de producción, el solicitante antes de comenzar los trámites de información pública mencionados deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas **y ante el órgano competente autonómico** copia del resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber presentado la garantía económica a que se hace referencia en el artículo 59 bis o 66 bis, según corresponda, del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.»*

Otro gobierno autonómico considera que en el caso de las instalaciones de autoconsumo sin vertido —la denominada modalidad de suministro sin autoconsumo—, en la que sólo existe un sujeto, que es un consumidor, no procede ni tiene justificación que se establezca ningún tipo de aval.

Por otra parte, otro de los escritos solicita que la Propuesta establezca un procedimiento conforme al cual los titulares de instalaciones fotovoltaicas inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución regulado en el Real Decreto 1578/2008 y que no pudieron ser ejecutadas puedan desistir de estos proyectos y recuperar sus avales.

Sobre las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y acceso a las redes en baja tensión (Artículo 2)

Con carácter general, una de las alegaciones advierte que se ha eliminado toda referencia a la Oficina de Cambios de Suministrador que contemplaba la redacción original del artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

En relación con el punto Uno, que modifica el párrafo u) del artículo 7.1, otro de los agentes considera que las funcionalidades del SIPS deberían quedar reservadas para la información que sea accesible para todas las comercializadoras por igual. Aquella información que sólo deba ser accesible por la comercializadora en vigor debería utilizar otros canales ya existentes más apropiados —buzones de intercambio de información—, para evitar aumentar de forma innecesaria los costes de los sistemas de la distribuidora.

En cambio, una asociación considera que debe suprimirse la modificación introducida para restringir el acceso a la curva de carga horaria de todos los clientes, que considera pieza esencial del SIPS, a su vez herramienta fundamental para la competencia en el segmento minorista eléctrico. De no atenderse su petición, solicita que subsidiariamente se invierta la carga de la autorización (es decir, que sólo cuando el cliente solicite la confidencialidad de sus datos pueda procederse a dicha limitación), y que esto sea sólo posible para personas físicas. Considera además que el canal para dicha comunicación ha de ser la propia CNMC.

Esta misma asociación solicita además uno plazos más ajustados en los procesos de cambio de suministrador, de manera que el plazo de activación en los cambios que no necesiten actuación en campo se reduzca a 5 días (adicionales a los de aceptación por la distribuidora, que reduciría a 1 ó 2 días), que serían 15 días en caso de ser necesaria dicha actuación (por ejemplo por darse un cambio de potencia contratada), también adicionales al plazo de aceptación.

Propone también dotar a la figura del comercializador saliente de la posibilidad de suspender el suministro por la falta de pago de las cantidades adeudadas antes del cambio, mediante la inclusión del siguiente párrafo:

«El cambio de comercializador no extinguirá las obligaciones de pago que se hubieran contraído entre los sujetos como consecuencia de la modalidad de contratación anterior, manteniéndose, en particular, la posibilidad de suspensión del suministro, por la falta de pago de las cantidades adeudadas antes del cambio, en los casos y con las condiciones previstas reglamentariamente, En estos casos el distribuidor comunicará de forma inmediata el motivo de la suspensión del suministro al comercializador que en dicho momento provea el suministro.»

Este mismo miembro del Consejo Consultivo plantea además otras propuestas de índole general, como es la liberalización del servicio de lectura de contadores, segregándolo de la actividad regulada de distribución, y la introducción de una norma de carácter básico que regule un mercado de intercambio de certificados blancos de eficiencia energética.

Una comunidad autónoma estima que la referencia a la «potencia demandada» resulta confusa, entendiendo que quiere referirse a la máxima potencia demandada mensual o bimestral, que es el dato que puede tener mayor interés en la gestión del suministro. Considera asimismo necesario regular los sistemas

que faciliten la puesta a disposición del consumidor la información relativa a su punto de suministro.

Algunos escritos indican que la Propuesta establece una restricción a las curvas de carga horaria únicamente para el suministrador que se encuentre suministrando con contrato en vigor. Proponen que la limitación de acceso a las curvas de carga se establezca únicamente para la información relativa a las personas físicas y no para la información de la medida de personas jurídicas o empresas. Alegan que todos los comercializadores deberían poder tener acceso a las curvas de cargas horaria de las empresas con objeto de favorecer la competencia.

Otro agente indica que para que las opciones del consumidor puedan ser más selectivas en cuanto a las ofertas que pueda recibir de comercializadoras distintas de la comercializadora con la que tiene su contrato en vigor, se propone modificar el segundo apartado del párrafo u) del artículo 2 punto uno en los términos siguientes:

*«Para los puntos de suministro sobre los que la empresa distribuidora dispone de curvas de carga horarias de los consumos del punto de suministro, la información incluirá las curvas de carga horarias correspondientes a los dos últimos años. La información relativa a la curva de carga horaria únicamente será accesible por la comercializadora que se encuentre suministrando con contrato en vigor o contrato formalizado en cada momento al punto de suministro, salvo consentimiento expreso por parte del consumidor a su comercializadora para que dicha información sea accesible para todos los comercializadores **o para las comercializadoras explícitamente designadas por el consumidor.**»*

Sobre este mismo punto Uno, otra alegación específica que, teniendo en cuenta que los datos de consumo de un cliente corresponden a su ámbito privado, tanto la autorización de acceso de los mismos, como su oposición, debe ser expresamente notificada por el consumidor al distribuidor (con la mediación si lo desea de su comercializadora en virtud del contrato que tienen) y no a la actual comercializadora tal y como se indica en la propuesta de texto actual, ya que el distribuidor es el agente obligado a la gestión y garantía de los accesos a la referida información de la curva de carga horaria del punto de suministro.

En lo que se refiere al punto Dos, que modifica los apartados 2, 3, 4, 5 y 6 del artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre se destacan los siguientes comentarios:

- Respecto a la modificación del apartado 2, algunos escritos recibidos sugieren eliminar los párrafos quinto y sexto al entender que el distribuidor conoce en todo momento el comercializador que gestiona el acceso de cada punto de suministro.

~~«Lo anterior se entenderá sin perjuicio de la restricción contemplada en el apartado 1.u) del presente artículo en relación con~~

~~el acceso a los datos correspondientes a la curva de carga horaria, para lo que el distribuidor solicitará como condición previa de acceso el contrato de suministro en vigor que acredite al comercializador como suministrador del punto de suministro a cuya curva de carga horaria solicita acceder.~~

~~Dicha condición previa de acceso únicamente podrá establecerse en el caso de que el consumidor no haya dado su consentimiento expreso para que la información relativa a los datos de la curva de carga horaria sean puestos a disposición de todos los comercializadores.»~~

- En cuanto a la modificación del apartado 4, uno de los miembros del Consejo Consultivo considera necesario precisar que, en los casos en los que el consumidor prohíba la difusión de sus datos en el SIPS, esta prohibición no afectará al derecho que tiene la empresa comercializadora con la que tenga contratado su suministro a disponer de dichos datos, aunque no sea a través del SIPS, pues resultan necesarios para la adecuada gestión del contrato. Por ello, proponen la siguiente modificación del primer párrafo de este apartado:

*«4. Aquellos a quienes se refiera la información citada en los apartados anteriores, tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en el registro de puntos de suministro de forma gratuita y, además, podrán prohibir por escrito a los distribuidores la difusión de los datos que señalen expresamente. En este caso **sus datos sólo serán accesibles por el consumidor y por la comercializadora con la que el consumidor tenga contratado el suministro.** La manifestación escrita del consumidor prohibiendo la difusión deberá constar expresamente en la base de datos, correspondiendo al distribuidor custodiar una copia de dicha solicitud.[...]*»

Sobre la modificación de la actividad del gestor de cargas (Artículo 4)

En relación con el apartado Cinco, por el que se modifica el apartado k del artículo 2.2 del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, uno de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad es contrario a exigir equipos de medida específicos en los puntos de recarga, al considerar que no contribuye a simplificar los requisitos de carácter técnico para puntos de recarga de pequeña potencia asociados a actividades distintas de la recarga energética de baterías para vehículos eléctricos u otros usos.

Otro de los escritos recibidos destaca que las modificaciones propuestas en el citado artículo 2.2 establece para los gestores de carga unas obligaciones de control similares a las de cualquier comercializador, por lo que sugiere abrir esta modalidad de suministro al resto de las comercializadoras, las cuales ya tienen una infraestructura creada y pueden responder con rapidez a las futuras demandas de estos servicios.

Un miembro del Consejo Consultivo de Electricidad indica que deberían modificarse los requisitos de capacidad legal regulados en el artículo 4 del citado Real Decreto 647/2011 para que las empresas del sector terciario que pretendan

implantar puntos de recarga en instalaciones de consumo no se vean obligadas a modificar sus estatutos para incluir mención en su objeto social, o para cumplir con los requisitos de separación de actividades y cuentas. Así mismo, destacan que sería conveniente aprovechar la modificación del Real decreto 647/2011 para aclarar si ciertas actividades deben ser realizadas por el gestor de cargas o no, en concreto las relacionadas con la carga de vehículos a terceros sin contraprestación económica.

Otros agentes indican que el límite inferior a 50 kW para suministros eléctricos cuyo titular es diferente del Gestor de Carga excluye los puntos de recarga rápida de 50 kW, con lo que se limita este tipo de instalaciones en lugares públicos. Por ello, proponen una ampliación del límite con carácter transitorio, que sería revisable una vez que la actividad de recarga tenga más peso en el consumo de electricidad. Así mismo, propone que se elimine la exigencia de estar adscritos a un centro de control, al considerar que dicha obligación debería establecerse con carácter general por la potencia contratada, y no en función del uso de la energía.

Una de las alegaciones recibidas propone que la responsabilidad de gestión del centro de control del vehículo eléctrico corresponda al Operador del Sistema.

Un último agente propone modificar el artículo 4.6 de la presente propuesta normativa, mediante el cual se modifica el párrafo I del artículo 2.2., ya que la redacción actual solo contempla que instalaciones de más de 5 MW en territorio peninsular y 0,5 MW en no peninsular puedan participar en programas de gestión de la demanda, mediante adscripción a un centro de control. Estas potencias son difícilmente alcanzables en una instalación de recarga, pero que sí podrían ser alcanzadas por un gestor de carga como *agregador* de instalaciones más pequeñas. Además la no adscripción a centros de control por parte de los gestores impediría la interoperabilidad entre éstos dificultando la prestación del servicio en las condiciones exigidas en la Directiva 2014/94/UE. Propone por tanto modificar la redacción como sigue:

«Para aquellos Gestores de carga que operen instalaciones con una potencia total agregada superior a 5 MW y en el caso de operar únicamente en sistemas eléctricos no peninsulares a 0,5 MW, estar adscritos a un centro de control que les permita recibir consignas del Gestor de la Red cuando se les requiera para participar en servicios de gestión activa de la demanda.»

Sobre la modificación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre (Artículo 5)

Uno de los agentes solicita que, dado que al excluir las interconexiones internacionales del volumen de inversión sujeto a limitación del 0,065% del PIB, pero no excluirlas del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del Sistema, se aumentarían los costes del Sistema, se debería realizar un estudio valorativo del impacto que tendrá en el escenario de ingresos y costes del sistema para cumplir el mandato dado en el artículo 13.5 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

En relación al punto Cinco de este artículo, uno de los agentes propone eliminar la modificación propuesta relativa a la formulación para el cálculo de la vida residual promedio reconocida a 31 de diciembre del año n-2 de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio, dado que dicha modificación supondría una reducción en dos años de la vida residual de estas instalaciones respecto a la otorgada y aplicada para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte desde el año 2013. En este sentido, si se llegase a modificar la fórmula de cálculo de la VR se estarían cambiando también los criterios e hipótesis de partida que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del régimen retributivo establecido en el Real Decreto 1047/2013.

Finalmente, uno de los agentes propone añadir un nuevo punto “Seis” que modificaría la disposición transitoria quinta del Real Decreto 1047/2013, en el sentido de que las instalaciones que con anterioridad a la entrada en vigor del citado Real Decreto ya tuvieran autorización administrativa, o informe favorable, en el caso de que fuesen competencia de las Comunidades Autónomas, no sería necesario que estuvieran recogidas en la planificación vigente, ya que retrotraer los efectos del citado Real Decreto a instalaciones que ya contaban con autorización firme, sería contrario a derecho y lesivo para los intereses de las empresas transportistas.

Sobre la retribución de la actividad de distribución y los planes de inversión de empresas con menos de 100.000 clientes (Artículo 6 y Disposición transitoria segunda)

Uno de los agentes solicita que permanezca el carácter plurianual de los planes de inversión de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes y, por ende, se suprima el artículo 6 y la Disposición transitoria de la Propuesta. Alega que los cambios no están suficientemente justificados y que en la redacción original lo que se pretendía era reducir las cargas a las pequeñas empresas de distribución, motivación que, según este escrito, continua teniendo sentido, teniendo en cuenta que la nueva demanda y la nueva generación no crean problemas especialmente acuciantes de inversión y porque el tamaño de los pequeños distribuidores es muy heterogéneo. Alternativamente, propone permitir que dichos distribuidores puedan elegir entre presentar los planes plurianuales a los que en la actualidad están obligados, o presentar planes anuales de inversión en sus redes.

Otras alegaciones proponen que se adapten las medidas necesarias que permitan que el nuevo sistema retributivo de la actividad de distribución eléctrica pueda entrar en vigor este año. Para ello, solicitan se incluya también en la Propuesta que se informa la modificación de la Disposición transitoria primera del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, con el objeto de que el nuevo sistema retributivo de la actividad de distribución eléctrica pueda entrar en vigor este año 2015. A este respecto, adjuntan la siguiente redacción a incluir en la Propuesta:

«Cuatro. Se modifica la Disposición transitoria primera 1), que queda redactada como sigue:

1. El inicio del primer periodo regulatorio se producirá el primer día del mes siguiente al de la aprobación de las órdenes señaladas en los apartados 1 y 2 del artículo 19 del presente real decreto.»

Otro miembro del Consejo Consultivo señala respecto a la modificación del artículo 17 del Real Decreto 1048/2013, relativo al control de ejecución de los planes de inversión, que cuando por causas ajenas al distribuidor, fuerza mayor, ocasionadas por terceros, éste se vea imposibilitado poner en servicio instalaciones incluidas en el Plan, o se produzca un retraso en su construcción, ello no debería tener consecuencias negativas para el distribuidor. En relación con la disposición transitoria segunda, dicho agente señala que para aquellos pequeños distribuidores que tengan planes de inversión aprobados para el semiperiodo 2015-2016 y presenten un nuevo plan para 2016, no se debería partir del 50% del volumen máximo de inversión del periodo, sino que el control de las inversiones ejecutadas en el año 2015 se debería realizar respecto al volumen de inversión aprobado por la SEE para ese año. Asimismo, señala que el volumen máximo de inversión del 2016 debería ser tal que la suma de los volúmenes de inversión de ambos años no superara el aprobado para el semiperiodo 2015-2016.

Por otro lado, el referido agente indica que el punto 3 de la citada disposición transitoria segunda no debería ser de aplicación a aquellos expedientes de aprobación de los planes de inversión que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto que se informa estuviesen en curso.

Otras alegaciones proponen que se modifiquen los apartados 1 y 2 del artículo 25, con la finalidad de que se precise el alcance de algunos elementos de la normativa básica relacionados con la aplicación de la Ley de Suelo y con la determinación de los costes que deben ser asumidos por los solicitantes de nuevos suministros. Asimismo, se propone la modificación del apartado 3 en el sentido de que el envío separado de un pliego de condiciones técnicas y de un presupuesto no tiene sentido para los casos de acometidas a baremo. Igualmente, el citado apartado establece que el pliego de condiciones técnicas y el presupuesto económico se envíen en documentos y envíos separados, sobre lo cual alegan que dicha separación no tiene por qué ser en el tiempo, lo que complica la operativa a la empresa distribuidora.

En relación al apartado 6 del mismo artículo 25, existe otra alegación en relación con el pago de los derechos de extensión, dado que no se establece claramente en quién recae la competencia para la actuación objeto de su regulación, es decir no se deja claro en quién reside la competencia para dirimir conflictos.

En relación a los incentivos de pérdidas, calidad y reducción del fraude, uno de los agentes propone que durante el primer periodo regulatorio se apliquen límites simétricos a los incentivos de calidad ($\pm 2\%$) y pérdidas ($\pm 1\%$). Así mismo, indica que la nueva metodología de incentivos debería aplicarse como pronto a los datos de calidad, pérdidas y fraude de 2014, con efecto en la retribución de 2016.

Sobre la modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (Artículo 7)

En relación con el apartado Uno, que modifica el apartado sexto de la Disposición adicional segunda, varios de los escritos recibidos proponen redacciones alternativas a la dada por la Propuesta con objeto de evitar discrepancias interpretativas de la norma.

1. Uno de los agentes solicita se incluya un tercer párrafo al final del apartado sexto de la Disposición adicional segunda del siguiente tenor:

«Las instalaciones con autorización de explotación definitiva otorgada entre el 1 de enero y el 13 de julio de 2013 percibirán la retribución específica durante todo el ejercicio de 2013».

Con esta redacción, las instalaciones con autorización de explotación definitiva otorgada entre el 1 de enero y el 13 de julio de 2013 percibirán la retribución específica que les corresponda en 2013, no teniendo que devolver, en su caso, cantidades superiores a las que hubieran tenido que devolver si el régimen nuevo régimen retributivo se aplica a partir del mes siguiente al de la autorización de explotación definitiva de la planta.

2. De la regularización de las cantidades percibidas a cuenta pueden surgir para el productor derechos de cobro u obligaciones de pago para el sistema, a tenor de la normativa aplicable (Real Decreto-ley 9/2013, Ley 24/2013, de 26 de diciembre y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio). Por ello, otros agentes proponen modificaciones a la redacción del siguiente tenor:

«6. Para las instalaciones definidas en esta disposición se considerará que la fecha de inicio para la contabilización de la vida útil regulatoria es el 1 de enero del año siguiente al de la autorización de explotación definitiva de la instalación.»

Lo anterior se entenderá sin perjuicio del derecho de los productores a percibir el régimen retributivo específico desde el primer día del mes siguiente al de la autorización de explotación definitiva de la instalación, conforme a lo previsto en el artículo 28 de este Real Decreto.

En consecuencia, al objeto de practicar las liquidaciones de regularización de las cantidades percibidas a cuenta, de conformidad con lo previsto en el punto 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, el órgano encargado de las liquidaciones determinará los correspondientes derechos de cobro u obligaciones de pago, aplicando el régimen retributivo específico desde el primer día del mes siguiente al de autorización de explotación definitiva de la instalación a que se refiera la liquidación».

Otra redacción en la misma línea:

« 6. [...] No obstante lo anterior, esto se entenderá sin perjuicio del derecho de los productores a percibir el régimen retributivo específico que les corresponda desde el primer día del mes siguiente a la fecha de la autorización de explotación definitiva de la instalación, conforme a lo

previsto en el artículo 28 de este real decreto. En consecuencia, al objeto de practicar las liquidaciones de regularización de las cantidades percibidas a cuenta, de conformidad con lo previsto en el punto 2 de la Disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, el órgano encargado de las liquidaciones determinará los correspondientes derechos de cobro u obligaciones de pago, aplicando el régimen retributivo específico desde el primer día del mes siguiente a la fecha de la autorización de explotación definitiva de la instalación.»

Respecto a este mismo apartado Uno, otro agente solicita se incluya un nuevo párrafo en el que se detalle el procedimiento y el plazo de devolución de las cantidades indebidas.

En lo que se refiere al apartado Dos, que modifica el segundo párrafo de la Disposición transitoria octava 1.b), una de las alegaciones advierte que este cambio puede generar un incremento notable de impagos al representante. A modo de ejemplo, señala que las plantas que han parado deberán empezar a devolver en 12 partes todos los pagos a cuenta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y las posibilidades de impagos se multiplican. Propone la introducción del siguiente párrafo dentro del punto 3 de la Disposición transitoria octava del RD 413/2014:

«Asimismo, en el supuesto de comunicación al órgano encargado de realizar las liquidaciones, por parte de los representantes indirectos de los sujetos del sistema eléctrico, denunciando el impago por el sujeto representado de la cuantía correspondiente a la obligación de ingreso, el organismo liquidador suspenderá, inmediatamente, la obligación de ingreso por parte del representante indirecto, compensando las futuras obligaciones de ingreso con los derechos de cobro correspondientes al sujeto representado, aunque correspondan a distintas liquidaciones y aun cuando en el momento de llevar a cabo dicha compensación tuviera otro representante. En caso de que el organismo liquidador hubiera ejecutado la obligación de ingreso al representante y este hubiera manifestado posteriormente el impago por el sujeto representado, el organismo liquidador procederá a realizar el abono en la siguiente liquidación salvo que dicha cantidad pudiera compensarse con derechos de cobro del sujeto representado, en los términos anteriormente señalados.»

Sobre este mismo apartado Dos, uno de los escritos solicita que no se modifique la redacción del segundo párrafo de la disposición transitoria octava 1.b) y los que afectan a éste. Alegan que la nueva redacción puede conllevar a la obligación de ingreso, por parte de las instalaciones, al sistema de liquidaciones independientemente de la cantidad a percibir por la venta de energía eléctrica, en el mes correspondiente, en el caso de que la instalación funcione menos horas por una avería o porque lo haga el proceso adscrito al que le suministra la energía térmica.

Sobre el plazo para el cobro de los desajustes del sistema, este mismo agente considera que la aplicación de la doceava parte no sería equilibrada con lo dispuesto para el cobro de dichos desajustes de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 19 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

Por otro lado, varios miembros del consejo consultivo solicita no modificar Disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 con objeto de no perjudicar aún más la situación financiera de las instalaciones renovables de cogeneración y residuos.

También en relación con las modificaciones de la Disposición transitoria octava del RD 413/2014, una alegación resalta que la Propuesta pretende eliminar el límite máximo a devolver en la regularización de las cantidades cobradas en el período del 14/07/2013 al 31/05/2014. Dicho límite máximo actualmente se define como el 50 por cien de los ingresos de aquellas instalaciones que están sujetas a la regularización. Se alega que al establecer un mínimo de un doceavo de la obligación de ingreso total en la presente Propuesta, numerosas instalaciones no percibirán ningún ingreso durante varios meses, por lo que esta medida resultaría una carga excesiva para ellas. Por tanto, se solicita que estas modificaciones sean eliminadas de esta Propuesta.

Una asociación, a propósito del apartado 5.a) de la repetida Disposición transitoria octava, apunta que, dado que se elimina en la Propuesta el plazo de 30 días desde fecha de factura para realizar el pago correspondiente a la obligación de ingreso, debe especificarse el momento desde el que se aplicarían en su caso los intereses de demora.

En relación con el apartado 6 que modifica el apartado segundo de la Disposición adicional decimocuarta, una alegación no comparte el criterio de la Propuesta de RD de excluir del régimen retributivo adicional determinadas instalaciones de cogeneración (las de potencia instalada inferior a 15 MW) en los territorios no peninsulares (SENP), en función de la potencia de la instalación. Teniendo en cuenta las características de los SENP, el criterio de distinción entre centrales debe ser la gestionabilidad debido a la eficiencia de estas instalaciones. Puesto que todas las instalaciones de cogeneración son gestionables, deben percibir retribución adicional, con independencia de la capacidad instalada que tengan. Se propone modificar el texto de la siguiente forma:

« 2. No obstante lo anterior, lo establecido en el título IV y en el título V capítulo III no será de aplicación a las instalaciones de cogeneración ~~de más de 15 MW de potencia neta~~, hidroeléctricas no fluyentes y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, que estén ubicadas en los territorios no peninsulares, sin perjuicio de lo previsto en la disposición adicional segunda».

Una asociación propone la inclusión del párrafo indicado más abajo en la Disposición adicional decimooctava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en

relación con la corrección de los ingresos anuales en 2013 como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento:

«Las correcciones de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico correspondiente a 2013 como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento, se aplicarán para el periodo comprendido desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio y el 31 de diciembre de 2013.

No obstante lo anterior, a las instalaciones que durante el año 2013 hayan cumplido el mínimo de horas equivalentes exigido para todo el año según el artículo 21 del presente real decreto, no les será de aplicación ninguna corrección de ingresos procedentes del régimen retributivo específico correspondiente al referido periodo de 12 de julio a 31 de diciembre de 2013.

A estos efectos, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se aprobarán los valores del umbral de funcionamiento de la instalación tipo y del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo correspondientes a dicho periodo.»

Sobre las instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW asociadas a un consumidor (Disposición adicional primera)

Con carácter previo a la valoración general de esta disposición, varios agentes se quejan de que la Propuesta regula de forma parcial la figura del autoconsumo en relación con las instalaciones de generación y no se contemplan las relativas a otras fuentes (energías renovables y residuos). Reclaman que se proceda a una regulación global del autoconsumo de todas las tecnologías, con objeto de evitar posibles tratamientos discriminatorios entre operadores. En consecuencia, algunos escritos proponen, la eliminación del régimen propuesto de autoconsumo para las instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW y otros, en cambio, plantean que se establezca como transitoria (entendiendo que en la actualidad hay una laguna jurídica, pero estableciendo de forma expresa un plazo máximo para que se desarrolle una norma que regule de forma expresa esta modalidad de consumo, de forma que realmente sea una alternativa con la seguridad jurídica y económica suficiente, para ser una apuesta por un nuevo modelo energético.

Otras alegaciones sugieren que: i) se extienda transitoriamente los efectos de la Disposición adicional primera de la Propuesta también a todas las instalaciones bajo el ámbito del Real Decreto 1699/2011 (en particular, a las renovables, incluidas las encuadradas en los grupos b.6, b.7 y b.8³⁴), con las particularidades que les sean de aplicación, hasta que se publique la normativa de desarrollo del autoconsumo y ii) se modifique el Real Decreto 1699/2011 para que las configuraciones de medida permitidas se adapten a lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley del Sector Eléctrico (autoconsumo).

³⁴ Biomasa, biogás, biolíquidos.

Otro escrito solicita que el marco regulatorio establezca un sistema primado adecuado para la modalidad de producción con autoconsumo, reconociendo que toda la energía producida es de la misma calidad y produce los mismos beneficios al sistema. Adicionalmente se solicita se incorporen en el solicitado sistema primado los beneficios reconocidos en los contratos de acceso productor-consumidor derogados con la presente propuesta.

En relación con el apartado 2 relativo a la configuración de medida de las instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW asociadas a un consumidor, varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad reclaman que se extienda a todas instalaciones de autoconsumo la obligación del productor y del consumidor de disponer de un equipo de medida —cada uno de ellos—, que registren la energía generada neta y la energía consumida total, respectivamente. Señalan que esta medida es especialmente relevante en el caso de instalaciones renovables de cara a la verificación del cumplimiento del objetivo del 20% en 2020. Por el contrario, una comunidad autónoma considera innecesario la instalación de dos equipos de medida, bastaría con un equipo de medida bidireccional. A mayor abundamiento, otro agente solicita que las instalaciones de potencia inferior a 100 kW tengan permitida la instalación de un único equipo de medida, conforme a lo regulado en el artículo 18.3 del Real decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

En cuanto al apartado 3, uno agente solicita que se especifique qué medida debe utilizarse para facturar el peaje de los contratos de acceso para los consumos auxiliares de cogeneración y para el consumo asociado.

Otro de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, considera que del mismo modo que la empresa distribuidora no tendrá obligación legal relativa a la calidad del servicio por las incidencias derivadas de fallos en la citada instalación de conexión, la empresa transportista tampoco debería tenerla de aquellas instalaciones conectadas a su red.

Asimismo, propone una redacción alternativa en el apartado a) con objeto de aclarar las necesidades contractuales, diferenciando entre los Contratos Técnicos de Acceso, regulados en el artículo 5.1 o 5.2 del Real Decreto 413/2014, a suscribir con las empresas de red respectivamente para instalaciones con conexión a la red de distribución o red de transporte, y los Contratos de adquisición de energía eléctrica o Contratos Económicos a celebrar con las comercializadoras, regulados en el artículo 6.1 del Real Decreto 413/2014.

Otro de los escritos entiende que la previsión de que la empresa distribuidora ninguna obligación legal relativa a la calidad de servicio debería incluirse a su vez, por la identidad de circunstancias, en el supuesto de instalaciones de producción con autoconsumo, conectada en el interior de la red del consumidor, con potencia inferior a 100 kW, e incluidas por tanto en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011.

Sobre este mismo apartado 3, otro de los agentes solicita que se especifique que los titulares de las instalaciones de cogeneración y su consumidor asociado

deberán disponer de contratos de acceso independientes para los consumos de auxiliares de cogeneración y para el consumo asociado exclusivamente en el supuesto de que haya optado por vender toda su energía neta generada.

En lo que se refiere al apartado 4, una de las alegaciones solicita extender la excepción que contempla este apartado a las instalaciones que dispongan de autorización administrativa anterior a la entrada en vigor de este real decreto. Alegan que es posible que haya instalaciones que estén en fase de montaje y que por lo tanto no disponen de la autorización de explotación a la entrada en vigor de este nuevo Real Decreto, en cuyo caso la modificación posterior de la configuración de medida (al no poder solicitar la configuración singular) puede afectar seriamente a la viabilidad económica de dichos proyectos.

Otro de los escritos indica que en las configuraciones de las instalaciones con autoconsumo realizadas, antes de la aprobación del Real Decreto 661/2007 es inviable la colocación de un equipo de medida para la energía neta generada y para la energía consumida por el consumidor, conforme a lo estipulado en el RD 1110/2007, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida. En la gran mayoría de este tipo de configuraciones no sería viable por no haber espacio físico para ello, y modificar la instalación eléctrica, en el caso de que se pudiese hacer, tendría un coste que lo haría inviable.

Una solución para las instalaciones existentes, y que se mantengan en la modalidad de autoconsumo, de cara a tener un registro de la energía neta producida, es la instalación, en todas las plantas de cogeneración, de más de 100 kW de potencia, de un sistema de telemedida al que pueda acceder el encargado de la lectura del punto frontera, con que se pudiese conectar sencillamente a las instalaciones existentes y sin la necesidad de disponer de contrato de acceso. En consecuencia, propone modificar la redacción del apartado 4 en ese sentido.

Sobre este mismo punto, otros agentes indican que se debería establecer una obligación al OS y a los distribuidores para validar los coeficientes de pérdidas, ya que el cogenerador no debe ser el responsable por la demora o falta de respuesta de estos organismos.

En cuanto al apartado 5, varios miembros del Consejo Consultivo alegan que la tipificación como infracción muy grave del incumplimiento de las obligaciones que se establecen para estas instalaciones en normas con rango inferior a la ley va en contra del principio de tipicidad establecido en el artículo 129 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

En relación con el apartado 6, uno de los escritos advierte que el término «*punto de suministro*» parece asimilarse al de «*punto frontera*»; con el fin de evitar posibles equívocos, considera conveniente esclarecer este asunto.

Otro agente indica que de la lectura de este apartado se interpreta que los excedentes no se contabilizan como ingresos para el productor, lo que no debería suceder en el caso de la modalidad definida en la Ley en su art. 9.1.b) ó c) de producción con autoconsumo; sin embargo, aquí no hace distinción entre los

diferentes tipos de autoconsumo a la hora de considerar si se retribuirán o no los excedentes.

Otro de los escritos propone emplear un único criterio para el control de potencia contratada y para la facturación, en su caso, de la energía reactiva, tanto para la instalación de como para el consumidor asociado a la misma.

Finalmente, algunas alegaciones solicitan añadir una Disposición transitoria para adecuación de la contratación del Término de Potencia en los contratos de acceso de las instalaciones de cogeneración que estuvieran acogidas a la modalidad de contratación del Término de Potencia definida en el apartado 6 del artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de Octubre³⁵.

Alega que si no se habilitara un periodo para adecuar el contrato de acceso, se produciría un perjuicio económico muy grave en la mayoría de las instalaciones acogidas actualmente a la modalidad de contratación definida en el apartado 6 del artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de Octubre, porque todos ellos, tienen como potencia contratada un valor de 1 kWh. La derogación de esta modalidad de contratación del término de potencia en el momento de la publicación del presente Real Decreto, hace que todas las instalaciones incurran en penalizaciones por excesos de potencia sin capacidad de respuesta, siendo especialmente relevante el impacto que puede tener en estas instalaciones, por ello se solicita la necesidad de habilitar un periodo para poder adecuar los contratos de accesos a la publicación del presente Real Decreto. Propone la siguiente redacción:

«a) Se habilita un plazo de seis meses para que las instalaciones que no tuvieran la obligación de adecuar su configuración de medida a lo dispuesto en la Disposición adicional primera y estuvieran acogidas a lo dispuesto en el apartado 6 del artículo 6 del 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, puedan adecuar el término de potencia de sus contratos de acceso.»

b) Para las instalaciones de cogeneración y su consumidor asociado que tengan la obligación de adecuar sus configuraciones de medida, conforme a lo establecido en la Disposición adicional primera del presente Real Decreto, el plazo para adecuar los contratos de acceso será el mismo dispuesto en la Disposición Transitoria Cuarta establecido para adecuar sus configuraciones de medida.»

Asimismo, en relación con la redacción del punto tercero del apartado 6 de la Disposición adicional primera, varios agentes indican que la potencia contratada sobre la energía consumida y el cambio de criterio en la facturación de la energía reactiva tienen implicaciones negativas en la competitividad de las industrias asociadas, sin que suponga una mejora de la eficiencia en el consumidor ni una mejora para el sistema. A nivel de sistema el productor cogenerador con autoconsumo presenta una reactiva que ya está compensada por su generador y

³⁵ 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.

no existe demanda adicional de potencia por la alta fiabilidad de las instalaciones de cogeneración. Si se produjese un fallo, el sistema contempla penalización por excesos de potencia incentivando que esto no se produzca, por lo tanto solicitan el siguiente cambio de redacción:

*«El control de la potencia contratada se realizará sobre ~~toda~~ la energía ~~consumida en el punto de suministro~~ medida en el punto frontera de acuerdo con lo establecido en el primer párrafo de este punto y para la facturación, en su caso, del término de energía reactiva se utilizará la energía tanto activa como reactiva medida **en el punto frontera en el contador del consumo, con independencia de su procedencia.**»*

Sobre la información sobre consumo de carbón autóctono (Disposición adicional segunda)

La Propuesta establece para las instalaciones que utilicen carbón autóctono como combustible deberán enviar mensualmente a la DGPEM, a la CNMC y al Operador del Sistema, la información relativa al volumen de energía eléctrica producida y a los consumos de cada uno de los combustibles utilizados.

La memoria justifica esta solicitud de información para el seguimiento del límite establecido en el artículo 25.1 de la Ley, que establece que *«El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado»*.

Uno de los escritos recibidos señala que la referida solicitud de información no estaría justificada, ya que, en la actualidad, no existe ningún procedimiento para fomentar el funcionamiento de las centrales de carbón autóctono y por tanto, no sería necesario vigilar que no se supera el citado límite.

Por otra parte, este mismo agente indica que establecer una obligación de remisión periódica de información sin una cobertura legal concreta que la habilite resulta contrario a los principios que deben regir la actividad de la Administración en sus iniciativas normativas —en particular, el principio de proporcionalidad— de conformidad con lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Otro de las alegaciones señala que las referidas instalaciones solamente deberían aportar aquella información adicional que no se facilite actualmente a la Administración — Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras— o al Operador del Sistema. Para la información adicional deberían emplearse los cauces ya establecidos como el Procedimiento de Operación 9 “Información intercambiada por el operador del sistema”.

***Sobre el depósito de garantías para expedientes en tramitación
(Disposición transitoria primera)***

Los apartados 1 y 2 de la Disposición transitoria primera de la Propuesta establecen la obligación de depositar el aval contemplado en los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, a los proyectos de instalaciones de generación de potencia superior a 50 MW con autorización administrativa, aprobada o en tramitación, y que no han obtenido aún la autorización de explotación definitiva.

Respecto a los antedichos apartados, varios agentes proponen eliminar la antedicha obligación y mantener los requerimientos vigentes. Alegan que estos proyectos fueron tramitados conforme a las exigencias vigentes en ese momento. La imposición de nuevas obligaciones no previstas constituiría un acto contrario a derecho por resultar de todo punto retroactivo —y, según manifiestan también ciertos escritos, por invadir competencias autonómicas— y supondría la pérdida definitiva de la mayor parte de estos expedientes en tramitación, empobreciendo notablemente la cartera de posibles proyectos a ejecutar. No deberían modificarse con carácter retroactivo las condiciones de tramitación de los proyectos en curso. Un miembro del Consejo Consultivo considera asimismo que esta Disposición transitoria contravendría lo previsto en la Disposición transitoria segunda de la LSE, la cual prevé que todos los procedimientos iniciados antes de la entrada en vigor de la LSE se tramiten hasta su resolución conforme a la legislación anterior. Subsidiariamente, considera que en todo caso debe reconocerse expresamente, en su caso, el derecho a la devolución inmediata del aval por importe del 2% del proyecto, de producirse el depósito de la nueva garantía prevista en la Propuesta.

Otro agente propone añadir a la Disposición Transitoria 3 el siguiente inciso:

«Lo anterior no será de aplicación en aquellos expedientes de acceso y conexión que ya estén finalizados.»

Un miembro del Consejo Consultivo considera un grave perjuicio, para los promotores con proyectos en curso, el mantenimiento simultáneo de dos avales. Asimismo considera que esta nueva regulación constituye una barrera para el desarrollo de nuevos proyectos.

En relación al apartado tercero, uno de los escritos se queja de que las instalaciones de generación autorizadas administrativamente con anterioridad al 1 de junio de 2007,³⁶ con autorización de acceso y punto de conexión bien a la red de transporte bien a la red de distribución, pero que a la fecha de hoy no se encuentran en servicio, se verían obligadas a presentar un aval en base a un

³⁶ El Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre —con entrada en vigor el 23 de diciembre—, establece la obligación a los promotores de instalaciones de generación en régimen especial de presentar, con carácter previo, un determinado aval para tramitar la solicitud de acceso y conexión a la red de transporte, si bien dicho aval era cancelado y devuelto al otorgamiento de la autorización administrativa de la instalación. Con anterioridad al 23 de diciembre de 2005, la normativa no requería a estas instalaciones la presentación de ningún tipo de aval.

procedimiento administrativo —acceso y conexión— cerrado con anterioridad para mantener dicho acceso y punto de conexión a la red. Alegan que no parece lógico requerir la constitución de un aval para el procedimiento de acceso y conexión cuando la autorización para dicho acceso y la obtención de dicho punto de conexión ya ha sido otorgada y la instalación de generación se encuentra total y perfectamente autorizada. En consecuencia, el aval de referencia no tiene por objeto garantizar el procedimiento de autorización del acceso y la conexión, sino más bien al contrario, lo que pretende garantizarse es la puesta en servicio de la instalación, a la que se vincula la vigencia del aval en la Propuesta.

Por otra parte, alegación considera necesario incluir claramente que la revocación de la autorización administrativa supondrá la pérdida de los permisos de acceso y conexión de los que dispusiesen las instalaciones, ya que el aval indicado en los artículos 59 bis y 66 bis se establecen como prerequisite para iniciar los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte y a la red de distribución respectivamente. Del mismo modo, considera necesario especificar además de la cancelación de la solicitud por parte del órgano competente, la no presentación de este aval supondrá la pérdida de los permisos de acceso y conexión.

Sobre el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones de cogeneración hasta la adecuación de sus configuraciones de medida (Disposición transitoria tercera)

Varios agentes señalan que el actual régimen retributivo específico, establece un número de horas mínimas de funcionamiento que las instalaciones deben cumplir para poder cobrar la retribución específica correspondiente. El objetivo de esta medida es evitar que las instalaciones puedan cobrar la retribución a la inversión estando paradas. En cambio, aquellas instalaciones que por estar ya amortizadas no tienen derecho a retribución a la inversión, se ven penalizadas por la obligación de cumplir con las horas mínimas de funcionamiento, ya que en muchos casos la bajada de la actividad industrial impide que la instalación de cogeneración pueda alcanzar las horas mínimas establecidas, sufriendo en este caso un recorte injustificado de la retribución a la operación, impactando de forma muy importante en la competitividad de la industria. Por ello, se propone incluir un nuevo párrafo 4 con el siguiente redactado:

«3. A las instalaciones de cogeneración que no tengan asignada retribución a la inversión, no les será de aplicación el artículo 21 del Real Decreto 413/2014.»

Por otro lado, otros agentes consideran que la normativa debería obligar a los encargados de la lectura a emitir el certificado mediante procedimientos telemáticos, Una vez la configuración singular esté adaptada a este Real Decreto. Aseguran que actualmente hay instalaciones que cumplen y disponen de medida que permite justificar las horas mínimas, pero los encargados de la lectura no facilitan ni certifican medidas Distintos de los puntos frontera.

Para ello proponen añadir en el apartado segundo de la Disposición transitoria tercera el siguiente texto:

«Cuando el productor disponga de un medidor que las que cumpla el Reglamento de Puntos de instalaciones cumplan los requisitos relativos Medida, y que esté dado de alta en el sistema, podrá solicitar un certificado de la medida al encargado de la lectura. El Operador del Sistema o el Distribuidor deberán emitir certificado en un plazo de un mes. »

Un miembro del Consejo Consultivo de Electricidad solicita incluir en esta transitoria un texto que obligue a la CNMC a proceder a la regularización de la liquidación por este concepto en un plazo de 15 días.

Sobre la adaptación de las configuraciones de medida de las instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW asociadas a un consumidor (Disposición transitoria cuarta)

Un agente propone en la línea de los comentarios ya efectuados con relación a la disposición adicional primera, que las previsiones de esta disposición se apliquen a todas las tecnologías, así como que se elimine el concepto de configuración singular y se sustituya por la configuración en régimen de venta de excedentes.

Por ello, se propone la introducción de las siguientes modificaciones en el redactado de esta Disposición transitoria cuarta:

«Disposición transitoria cuarta. Adaptación de las configuraciones de medida de las instalaciones de cogeneración de potencia igual o superior a 100 kW asociadas a un consumidor.

1. Las instalaciones de generación producción de energía eléctrica de potencia instalada igual o superior a 100 kW que a la entrada en vigor del presente real decreto dispongan de autorización de explotación así como su consumidor asociado, dispondrán de un plazo de doce meses, desde la entrada en vigor del presente real decreto para adecuar su configuración de medida a lo establecido en el apartado 2 y 3 de la disposición adicional primera o de tres meses para solicitar, en su caso, la autorización de la configuración singular de medida en venta de excedentes indicada en el apartado 4 de dicha disposición. El plazo para resolver y notificar la referida solicitud será de seis meses, y dispondrán de un plazo de nueve meses a contar desde la notificación.»

Otros agentes coinciden en la necesidad de ampliar los plazos propuestos.

Sobre la derogación normativa

Varios agentes afirman que en relación a la derogación del apartado 6 del artículo 6 del Real Decreto 1164/2001 se debe dar un plazo razonable al usuario para que pueda modificar las diversas potencias contratadas adecuándolas a la legislación que queda en vigor y poderlas comunicar a los sujetos pertinentes (comercializadores/distribuidores). La entrada en vigor al mismo tiempo que esta propuesta de Real Decreto podría dar lugar a perjuicios económicos al tener asignadas potencias no adecuadas a la legislación vigente, creando desvíos e incumplimientos, creando un extracoste innecesario y muy significativo.

En este sentido, se propone añadir un párrafo final a la disposición derogatoria única en los términos siguientes:

«La derogación a la que se hace referencia en el apartado a) de esta Disposición Derogatoria Única, será efectiva el primer día del segundo mes de la entrada en vigor de este Real Decreto.»

Sin embargo, otros agentes solicitan la supresión de la derogación del apartado 6 del artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, ya que esto contravendría lo dispuesto en la Disposición transitoria novena de la Ley 24/2013, y postergar en su caso esta derogación al desarrollo completo de un RD que regule con carácter global el autoconsumo.

Otras alegaciones

Se señalan a continuación otros comentarios realizados por distintas empresas y asociaciones que contemplan modificaciones adicionales a incluir en la normativa vigente.

- **Sobre el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.**

Artículo 81

Un agente propone la inclusión de un nuevo apartado 8 en el Artículo 81 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, dado que en determinadas instalaciones con varios puntos de conexión a la Red de Transporte y/o Distribución pueden existir tránsitos de energía de unas acometidas a otras. Esto conlleva el pago de ATR por una potencia y energía que realmente no ha sido utilizada por el consumidor sino que simplemente ha transitado por la instalación. Por ello se propone que se autorice el ATR conjunto para dos o más puntos de conexión pertenecientes a una misma instalación de forma que se facture el balance de potencia y energía realmente consumida por la instalación en cada periodo.

Artículo 83 (verificaciones en instalaciones de más de 20 años)

Un agente señala que las modificaciones de los contratos en Baja tensión cuya antigüedad es superior a 20 años ha dado lugar a diferentes interpretaciones en las Comunidades Autónomas respecto a la documentación que se debe solicitar al distribuidor. Al respecto, propone seguir el ejemplo del sector del gas, en el que se realizan inspecciones periódicas que no están ligadas a un movimiento de contratación.

Artículo 87 (Otras causas de suspensión del suministro) y 96 (comprobación de los equipos de medida y control)

Varios agentes destacan que, dado que el fraude ha aumentado considerablemente en los últimos años, es necesario que la normativa establezca medidas contra el fraude que sean desincentivadoras y ejemplarizantes, por lo que proponen la eliminación de los artículos 87 y 96 del real Decreto 1955/2000 y su sustitución por varios artículos relacionados con el fraude.

Artículo 89 (servicios declarados esenciales)

Un agente señala la necesidad imperiosa de que en esta propuesta de Real Decreto se incluya la regulación del listado de Puntos de Suministros Esenciales, especificando las circunstancias de su mantenimiento, las altas y las bajas del mismo.

- **Sobre el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.**

Artículo 5, 7, 39 y 40

Una de las alegaciones propone modificar los artículos 5,7, 39 y 40 para una adecuada asociación de los informes del operador del sistema con la inscripción previa y definitiva de las instalaciones de generación.

Artículo 10

Varios de los escritos recuerdan que los artículos 14.7.b y 23.1 de la Ley 24/2013, reconocen de forma clara el derecho de los generadores renovables a participar en el mercado eléctrico y de forma integral en todos sus servicios y *submercados*. Alegan que el artículo 10 limita dichas directrices de orden jerárquico superior con requerimientos técnicos que tienen el efecto de restringir la competencia en los servicios de ajuste. Proponen, por ello, la modificación de este artículo en ese sentido. Algunas de estas alegaciones proponen modificaciones específicas en los Procedimientos de Operación directamente relacionados (el P.O. 3.2, en particular).

En este sentido, una de las alegaciones propone incluir la siguiente Disposición adicional:

«Disposición adicional XXX.

Toda instalación que a la fecha de aprobación de este real decreto contase con la habilitación para la prestación de algún servicio de ajuste con base en las pruebas específicas o de gestionabilidad existentes hasta la aprobación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, quedará habilitada de forma automática para la prestación de dichos servicios sin que ello pueda quedar condicionado a la adaptación de los procedimientos de operación correspondientes, si ello fuera formalmente necesario.»

Artículo 21

Varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad proponen reformar el artículo 21 para introducir un mecanismo que deje sin efecto el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento, cuando concurren circunstancias extraordinarias y ajenas a la responsabilidad del titular de la instalación, que impidan cumplir con los valores horarios de funcionamiento establecidos.

Artículos 14 y 22

Uno de los agentes sugiere modificar la redacción de los artículos 14 —en lo que se refiere a los criterios especificados para la categoría b) y c) para formar parte de un conjunto de instalaciones— y 22 para incluir el coeficiente denominado «Coeficiente de Exposición al Mercado» que adecue los límites genéricos definidos para todas las tecnologías en límites específicos de cada instalación tipo de modo que la exposición al mercado de cada instalación tipo no sea discriminatoria. Asimismo, sugiere la adición de una nueva disposición adicional sobre la consideración de las Agrupaciones de Interés Económicas (AIE).

Otros de los escritos recibidos señalan la necesidad de revisar la regularización de la retribución de los generadores por ajuste de precio de mercado, en particular, la correspondiente al ejercicio 2014.

Para ello, propone suprimir los límites inferiores previstos en los apartados 2 y 3 del artículo 22 del referido real decreto y sustituirlos por una nueva disposición que suponga la obligatoriedad de reconocer al productor la diferencia íntegra positiva en su caso resultante de hallar la retribución específica conforme al precio real de mercado con respecto a la que se le ha reconocido a partir del precio estimado.

En lo que se refiere al ejercicio 2014, sugiere la inclusión de una nueva disposición transitoria en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en la que se prevea, excepcionalmente para el año 2014, una modificación de los valores a que se refiere el citado artículo 22 que se concretan en el Anexo III de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, de manera tal que el límite inferior 1 (LI1) para 2014 adopte un valor coincidente con el del precio estimado de mercado para ese año —esto es, 48,21€—, lo que permitirá a los productores ver sus ingresos ajustados conforme a la efectiva diferencia habida entre el importe estimado y el real. Como alternativa a la propuesta anterior, propone fijar el precio estimado de mercado para 2014 que figura en el Anexo III de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, en 42,13€ —precio medio de mercado real de 2014—y, en consecuencia, modificar también los valores otorgados a los límites superiores e inferiores (LI y LS) previstos para ese año.

Otras alegaciones sobre el artículo 22 señalan que los límites superiores e inferiores en torno al precio estimado del mercado y aplicados a todas las tecnologías, junto con el apuntamiento, implican un tratamiento discriminatorio para la tecnología eólica frente a la solar. Se cuantifica que debido a dichos límites la remuneración total esperada de una instalación eólica implicaría una volatilidad potencial (riesgo) igual a un 8%, mientras en el caso de las

instalaciones fotovoltaicas el mismo efecto llegaría al 1-2%. Además, teniendo en cuenta el efecto de apuntamiento, las instalaciones eólicas perciben un riesgo adicional, llegando a una exposición de riesgo de su remuneración esperada total de un 11%. En el caso de las fotovoltaicas, este efecto es positivo, reduciendo de esta forma su exposición a riesgo procedente de la oscilación de precios de mercado, ya que su valores resultaron ser superiores a los prefijados. Por tanto, para eliminar los efectos discriminatorios, esta entidad propone la introducción de un coeficiente denominado **“Coeficiente de Exposición al Mercado”** para adecuar los límites genéricos definidos para todas la tecnologías en límites específicos de cada instalación tipo.

«Artículo 22. Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado.

1. [...]

2. Se establecerán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dos límites superiores denominados LS1 y LS2 siendo LS1 menor que LS2, y dos límites inferiores denominados LI1 y LI2 siendo LI1 mayor que LI2, en torno al precio estimado del mercado que ha sido considerado en el cálculo de los parámetros retributivos.

3. Para cada instalación tipo se define el “coeficiente de exposición al mercado” C_{xij} (Coeficiente de exposición al mercado para la instalación tipo x en el año i del semiperiodo regulatorio j) de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$C_{x,i,j} = \frac{EPm_{i,j} * C_{ap,j}}{EPm_{i,j} * C_{ap,j} + \frac{Rinv_{i,j}}{Nh_{i,j}} + Ro_{i,j}}$$

4. Para cada instalación tipo se calculan los límites inferiores y superiores, a partir de:

- **los límites LS1, LS2, LI1 y LI2 generales**
- **del coeficiente de exposición al mercado C_{xij}**
- **y de la Estimación del Precio de Mercado para cada año definida en el apartado 1. EPm_{ij}**

de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$LS2_{xij} = EPm_{ij} + (1 - C_{xij}) * (LS2 - EPm_{ij})$$

$$LI2_{xij} = EPm_{ij} + (1 - C_{xij}) * (LI2 - EPm_{ij})$$

$$LS1_{xij} = EPm_{ij} + (1 - C_{xij}) * (LS1 - EPm_{ij})$$

$$LI1_{xij} = EPm_{ij} + (1 - C_{xij}) * (LI1 - EPm_{ij})$$

3.5. Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentre fuera de los límites **para cada instalación tipo**, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado y se calculará, para el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», como sigue:

a) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario haya sido superior a LS2x,i,j:

$$\underline{Vajdmi,j = Nhi,j * 0,5 * (LS1x,i,j - LS2x,i,j) + Nhi,j * (LS2x,i,j - Pmi,j)}$$

b) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario se haya situado entre LS1x,i,j y LS2x,y,j:

$$\underline{Vajdmi,j = Nhi,j * 0,5 * (LS1x,i,j - Pmi,j)}$$

c) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» haya resultado mayor que LI1x,i,j y menor que LS1x,i,j:

$$\underline{Vajdmi,j = 0}$$

d) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» se haya situado entre LI1x,i,j y LI2x,i,j:

$$\underline{Vajdmi,j = Nhi,j * 0,5 * (LI1x,i,j - Pmi,j)}$$

e) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» haya sido inferior a LI2x,i,j:

$$\underline{Vajdmi,j = Nhi,j * 0,5 * (LI1x,i,j - LI2x,i,j) + Nhi,j * (LI2x,i,j - Pmi,j)}$$

Siendo:

Vajdmi,j: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado diario e intradiario en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en €/MW.

Nhi,j: Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos de dicha instalación tipo para el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en horas.

Pmi,j: Precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en €/MWh. »

- **[Sobre la Orden IET 1045/2014.](#)**

Uno de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad propone que se modifique la Orden IET/1045/2014 para dotar de unos parámetros retributivos a instalaciones que carecen de IT aun cuando cumplan los requisitos establecidos en la Disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014.

- **[Sobre el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.](#)**

En relación con la Disposición transitoria séptima «*Mecanismo transitorio de asignación del cierre de energía en mercado*», varios de los escritos recibidos solicitan que se amplíe a un año más el periodo transitorio previsto en la Disposición transitoria séptima hasta que se disponga de un historial suficiente para que las comercializadoras puedan realizar sus previsiones de cara a futuro. En paralelo, sugieren establecer un mecanismo de incentivo al OS para garantizar que el cálculo de los coeficientes k se realiza de la mejor forma posible.

- **[Sobre el Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre³⁷.](#)**

Uno de los agentes propone la modificación del tercer párrafo del apartado 1 del artículo 2 del Real Decreto 1718/2012, al considerar que el plazo de 2 meses para que el usuario ponga su lectura a disposición del encargado de la lectura puede provocar el retraso de la facturación del ATR en dos meses adicionales. En este sentido, proponen que dicho plazo se establezca en 48 horas.

- **[Sobre el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.](#)**

Uno de los agentes propone suprimir el artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o alternatively, modificar el citado artículo 15, para subir el umbral de las correcciones que fueron introducidas en la modificación de 2011, a valores que tengan sentido económico. Para ello propone eliminar el límite del 20%.

- **[Sobre el procedimiento de extinción de la habilitación para el ejercicio de la actividad de comercialización y el traspaso de sus clientes a un comercializador de referencia.](#)**

Uno de los miembros del Consejo de Electricidad considera urgente regular un procedimiento claro y ágil por el que en el menor tiempo posible se declare la extinción de la habilitación para el ejercicio de la actividad de comercialización y el traspaso en su caso de sus clientes al comercializador de referencia.

³⁷ Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre³⁷, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW

