

INFORME AL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE MODIFICA EL REAL DECRETO 216/2014, DE 28 DE MARZO, POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS PRECIOS VOLUNTARIOS PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU RÉGIMEN JURÍDICO DE CONTRATACIÓN, PARA LA INDEXACIÓN DEL PVPC A SEÑALES A PLAZO Y REDUCCIÓN DE SU VOLATILIDAD

(IPN/CNMC/044/22)

PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D.^a Ángel Torres Torres

Consejeros

D.^a María Ortiz Aguilar

D.^a María Pilar Canedo Arrillaga

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

D.^a María Jesús Martín Martínez

Secretario del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 16 de diciembre de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de 'Proyecto de real decreto por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía

eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación del PVPC a señales a plazo y reducción de su volatilidad' (en adelante 'la propuesta') y su Memoria Justificativa, el Pleno, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

I. ANTECEDENTES

1. El 14 de octubre de 2022 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando la propuesta. El 17 de octubre de 2022 tuvo entrada en el registro de la CNMC su Memoria Justificativa.
2. El Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo, estableció con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. La aprobación por la Comisión Europea de este mecanismo quedó supeditada a una reforma del actual precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), con el objetivo de reducir su volatilidad. Para ello, el real decreto-ley establece el mandato de realizar las modificaciones necesarias en la metodología de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor, para introducir una referencia a los precios de los mercados a plazo, incorporando una componente de precio basada en una cesta de productos de mercados a plazo – anuales, trimestrales y mensuales– y una componente de precio del mercado diario e intradiario de tal forma que la nueva fórmula de fijación del coste de la energía del PVPC pueda empezar a aplicarse a principios de 2023.
3. En ejecución de este mandato, la propuesta de real decreto sometida a informe modifica la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (en adelante "PVPC") reduciendo su indexación al mercado diario e intradiario de electricidad mediante una indexación progresiva al mercado a plazo, al objeto de dotarlo de mayor estabilidad. Adicionalmente la propuesta modifica diversos aspectos del Régimen Retributivo Adicional (en adelante "RRA") de aplicación a las instalaciones de producción en los territorios no peninsulares (en adelante "TNP").

Primero. Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)

4. El PVPC es una tarifa regulada ofrecida por las comercializadoras de referencia. Su metodología de cálculo, de acuerdo con lo establecido por el artículo 17 ('Precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso') de la Ley

24/2013¹ (LSE), está definida por el Gobierno y actualmente se encuentra recogida en el Real Decreto 216/2014², el cual también regula su régimen jurídico de contratación.

5. El citado real decreto en su artículo 5 ('Definición y condiciones de aplicación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor') establece que pueden acogerse al PVPC los titulares de los puntos de suministro a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.
6. Respecto a su precio el Real Decreto 216/2014 establece en su artículo 6 ('Cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor') que el precio del PVPC tendrá en cuenta, entre otros componentes, el coste de producción de energía eléctrica y que este se determinará en base al precio horario de los mercados diario e intradiario durante el periodo al que corresponda la facturación.

Segundo. Régimen Retributivo Adicional (RRA)

7. La Ley 24/2013, en su artículo 10, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares podrán ser objeto de una reglamentación singular debido a sus especificidades (sistemas aislados y de reducido tamaño).
8. Por su parte el Real Decreto 738/2015³ en su artículo 2 distingue para estos sistemas dos tipos de instalaciones de generación "Categoría A⁴" y "Categoría B⁵". Las instalaciones de Categoría A podrán recibir un régimen retributivo adicional (RRA) y las instalaciones de Categoría B podrán percibir el régimen retributivo específico de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 413/2014⁶.

¹ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

² 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.

³ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

⁴ Grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

⁵ Instalaciones de generación no incluidas en el Grupo A que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.

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

9. El RRA, aplicable solo a las Instalaciones de Categoría A, tiene como fin, de acuerdo con el artículo 14.6 de la LSE, cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación y los ingresos por la venta de energía eléctrica en el mercado. Para el cálculo de esta retribución adicional —y en particular para la determinación de los costes de inversión y explotación— se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. A cada instalación tipo le corresponden una serie de parámetros retributivos.
10. El Real Decreto 738/2015 define los distintos parámetros retributivos (técnicos y económicos) y la metodología para el cálculo de la retribución que percibirán las instalaciones con derecho al RRA. Esta retribución incluye una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar a la del resto de actividades de retribución regulada y una retribución por coste variable de generación que tiene en cuenta los costes de combustible (incluyendo un factor de corrección por factura de combustible), los costes de operación y mantenimiento y los costes de los derechos de emisión.
11. El citado Real Decreto también establece en su Capítulo IV los procedimientos relativos al otorgamiento del RRA a las instalaciones de Categoría A, que se articula mediante un procedimiento de concurrencia competitiva cuyo objeto es la obtención de una resolución favorable de compatibilidad para la instalación.

Tercero. Consejo Consultivo de Electricidad

12. Con fecha 18 de octubre de 2022 y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde el día siguiente a la recepción de la documentación, esto es hasta el 2 de noviembre de 2022. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

13. La propuesta de proyecto de real decreto consta de un artículo único dividido en nueve apartados que modifican sendos artículos del Real Decreto 216/2014 (afectando al PVPC), tres disposiciones adicionales, dos disposiciones transitorias y cinco disposiciones finales (la primera de las cuales, de gran extensión, tiene a su vez siete apartados que modifican sendos artículos del Real Decreto 738/2015, afectando al RRA).
14. El **artículo único**, en sus nueve apartados, modifica aspectos del PVPC:

15. Apartado Uno: establece que para los consumidores que transitoriamente carecen de contrato en vigor con un comercializador libre la CNMC llevará a cabo las actuaciones que permitan la asunción del punto de suministro por la comercializadora de referencia.
16. Apartado Dos: Permite la contratación del PVPC solo a personas físicas y a microempresas⁷ (excluyendo por lo tanto al resto de empresas). Las microempresas deberán presentar una declaración responsable (incluida en su Anexo I) en el momento de la solicitud o renovación. Los requisitos a cumplir de tensión (menor o igual a 1 kV) y potencia (menor o igual a 10 kW) no varían frente a la redacción anterior.
17. Apartados Tres, Seis, Siete y Ocho: Modifican diversos artículos para introducir que en el coste de producción de la energía a considerar en la fijación del PVPC se tendrá en cuenta, además del precio medio horario (obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario), un término de ajuste calculado a partir del precio medio de los valores de una cesta de futuros con carga base con liquidación financiera (anual 54%, trimestral 36% y mensual 10%). El Operador del Sistema (OS) calculará y publicará los valores del término del coste de producción de energía.
18. Apartados Cuatro y Cinco: se introduce dentro del PVPC un nuevo término de facturación para la financiación del bono social y se determina su metodología de cálculo.
19. Apartado Nueve: se actualiza la denominación del Operador del Mercado en la redacción del real decreto.
20. **Disposición adicional primera:** establece que la estructura del término del coste de producción de la energía podrá modificarse mediante orden de la persona titular del MITERD para: incorporar la referencia de precio resultante de las subastas de energía inframarginales (si al final prevén la participación de comercializadoras de referencia), modificar los coeficientes que definen el ajuste a realizar con la cesta de futuros y modificar los pesos de los distintos futuros que la componen.

⁷ Definiéndose microempresa según lo establecido en el Reglamento (UE) nº 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio de 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado, publicado en el BOE de fecha 26 de junio de 2014: empresa con menos de diez trabajadores y cuyo volumen de negocios anual no supera los dos millones de euros.

21. **Disposición adicional segunda:** establece que las comercializadoras de referencia remitirán a sus clientes una nota informativa cuyo formato se incluye en el Anexo II de la propuesta.
22. **Disposición adicional tercera:** la CNMC realizará un informe anual que permita conocer la estructura del mercado minorista para evaluar la necesidad y proporcionalidad del PVPC.
23. **Disposición transitoria primera:** establece que el término de ajuste calculado a partir de la cesta de futuros se aplicará de forma progresiva. Será del 0,25 en 2023, del 0,4 en 2024 y del 0,55 (su valor final) a partir de 2025.
24. **Disposición transitoria segunda:** se define el régimen transitorio para las pequeñas y medianas empresas (PYMES) que actualmente tengan contrato de suministro PVPC en vigor pero que no puedan seguir teniéndolo por no ser microempresas. La limitación no será de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2023 y aquellas PYMES que a esa fecha tengan contrato en vigor podrán mantenerlo hasta su vencimiento.
25. **Disposición final primera:** tiene siete apartados que introducen cambios en los artículos del Real Decreto 738/2015 que regula el RRA:
 26. Apartado Uno: se elimina el factor de corrección por factura de combustible del cálculo de la retribución de combustible, componente de la retribución por costes variables de generación.
 27. Apartados Dos y Siete: se actualiza la fórmula de cálculo de retribución por costes de los derechos de emisión, componente de la retribución por costes variables de generación.
 28. Apartados Tres y Cuatro: se permite la presentación de solicitud para el reconocimiento de la resolución favorable de compatibilidad (para el acogimiento al RRA) a instalaciones que pertenezcan a empresas o grupos empresariales que posean un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40% en ese sistema, pero solo se les podrá otorgar la misma si no se superan los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda y si no hubiera otra empresa interesada en promover instalaciones.
 29. Apartado Cinco: En el caso de adopción de medidas extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro, la cuantía de los costes a reconocer podrá incorporar el coste financiero motivado por el retraso entre el cierre de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico del ejercicio en el que se aprobaron las medidas extraordinarias y la fecha de la liquidación definitiva de dicho ejercicio.

30. Apartado Seis: Establece que los titulares de instalaciones de producción que hubieran finalizado su vida útil regulatoria en la fecha de la convocatoria del primer procedimiento de concurrencia competitiva, pero continuasen en explotación deberán solicitar que se les otorgue el RRA en el plazo de 2 meses.
31. Las **Disposiciones finales segunda, tercera y cuarta** definen respectivamente su título competencial, que las disposiciones de desarrollo podrán ser dictadas por orden de la persona titular del MITERD y que en la propuesta se incorporan parcialmente normas de derecho de la UE.
32. La **Disposición final quinta**: define su entrada en vigor al día siguiente de su publicación en el BOE salvo en lo referente a:
33. En el caso del PVPC el cálculo del coste de producción de la energía teniendo en cuenta el nuevo término de ajuste (calculado a partir del precio medio de los valores de una cesta de futuros) no surtirá efectos hasta el 1 de enero de 2023.
34. En el caso de las modificaciones del RRA, la actualización de la fórmula de cálculo de retribución por costes de los derechos de emisión entrará en vigor el día 1 del mes siguiente a su publicación y la supresión del factor de corrección por factura de combustible tendrá efectos ya desde el 1 de enero de 2022.

III. CONSIDERACIONES

Consideraciones sobre el PVPC

Primero. Sobre la conveniencia de mantener precios regulados y la idoneidad de la reforma en el momento actual de crisis energética

35. Existe un amplio debate que ha sido reflejado en el trámite de audiencia sobre la conveniencia de mantener precios regulados para el suministro de electricidad en tanto que la Directiva 2019/944 del mercado interior de la electricidad contempla la posibilidad de aplicar intervenciones públicas en la fijación del precio, de manera transitoria, mientras se consiga una competencia efectiva entre los consumidores.
36. En este sentido, si bien el artículo 5.6 de la Directiva establece que las intervenciones en la fijación de precios para el suministro de electricidad deben estar sujetas a unas condiciones específicas y deben mantener un carácter temporal, hay que señalar que la propia regulación europea a través del Reglamento (UE) 2022/1854 relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía, contempla, ante el actual

aumento excepcional de los precios de la electricidad, la necesidad de ampliar temporalmente el conjunto de medidas de que disponen los Estados miembros para apoyar a los consumidores, ofreciendo la posibilidad de extender los precios regulados a las pymes – colectivo no contemplado en la mencionada directiva- y permitiendo precios regulados por debajo del coste.

37. En este contexto, en línea con estos últimos avances regulatorios, se considera que el excepcional escenario actual de crisis energética justifica mantener una de las medidas de intervención pública que ofrece el marco europeo de protección a los pequeños consumidores y a las microempresas.
38. Reflejo de este escenario es la situación económica que están experimentando numerosas empresas comercializadoras, tanto a nivel nacional como en el resto de los países europeos, que no pueden hacer frente a los elevados costes de aprovisionamiento o al mantenimiento de garantías. Así, durante 2021, se inhabilitaron 4 comercializadoras por incumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad de comercialización, mientras que durante 2022 se han inhabilitado 11 y otras 5 tienen actualmente iniciados los procedimientos de inhabilitación y traspaso de clientes a las comercializadoras de referencia. Adicionalmente, han cesado 23 comercializadoras en 2022, frente a los 18, 10 y 18 ceses que se produjeron en 2019, 2020 y 2021 respectivamente.

Segundo. Sobre la asequibilidad y la estabilidad del PVPC de la propuesta

39. De acuerdo con la MAIN, el principal objetivo de la norma es reformular el cálculo del coste de producción de energía eléctrica para dotar al PVPC de una mayor estabilidad a la vez que se preservan las señales de precios del mercado horarias y a medio plazo.
40. En su redacción original, la determinación del coste de la energía del PVPC se configuraba exclusivamente como una media ponderada de los precios del mercado diario y de los precios de las sesiones intradiarias, lo que causaba la exposición de los consumidores a la evolución de los mercados de contado. La propuesta de real decreto introduce, según indica la MAIN, una señal de precios a los productos a plazo, configurando dicha señal como una cesta de productos a plazo de productos mensual, trimestral y anual y, al mismo tiempo, introduce productos de más corto plazo que permiten a las comercializadoras de referencia ajustar con mayor precisión su portfolio de energía a las verdaderas necesidades de suministro.

41. Como señala la MAIN, desde el año 2021, a raíz del crecimiento de los precios de los mercados mayoristas, se ha iniciado un debate sobre la oportunidad de reformar el PVPC para encontrar un equilibrio entre i) asequibilidad y ii) estabilidad de la tarifa regulada para reducir su volatilidad e incrementar la protección de los consumidores acogidos a esta modalidad de contratación. En el marco de este debate, la CNMC se pronunció en el Informe de la CNMC de Supervisión del Mercado Minorista Año 2020 y Avance 2021⁸, donde se señalaban las ventajas del diseño del PVPC y se advertía de que la reforma del PVPC en el contexto actual de crisis energética, teniendo en cuenta la elevada volatilidad de precios que se había trasladado a tramos más largos de la curva de precios, podría no dar resultados esperados. Asimismo, se reflexionaba sobre si tenía sentido que el PVPC fuera la referencia de precio más adecuada para los consumidores vulnerables acogidos a bono social:

“A este respecto, hay que señalar que, por una parte, la Directiva 944/2019 sobre el mercado interior de la electricidad, da un especial protagonismo a estas tarifas dinámicas – entre las que se encuentra el PVPC-, en cuanto a que permiten que el consumidor ajuste su consumo en función de las señales de precios en tiempo real que reflejen el valor de la electricidad en cada momento, lo que favorece una transición energética más sostenible.

Por otra parte, hay que recordar que este mecanismo, si bien implica que el consumidor se encuentra expuesto a las variaciones del mercado de contado en cada momento, a cambio, no incorpora el coste de cobertura que añaden otros productos disponibles en el mercado que proporcionan una mayor estabilidad. Por ello, es importante, en línea con lo previsto en la mencionada Directiva, que los consumidores sean plenamente conscientes de los riesgos y beneficios que comportan este tipo de contratos. A este respecto, hay que recordar que existen en el mercado ofertas que aseguran un precio fijo durante uno o más años por parte de la mayor parte de los comercializadores y que, en concreto, en 2021, se han duplicado, con respecto a los dos años anteriores, el número de consumidores que han pasado del PVPC al mercado libre (1.250 mil en 2021, 575 mil en 2020 y 660 mil en 2019). Por otra parte, es necesario señalar que, si en la actualidad se efectuara un cambio en la fórmula del PVPC incluyendo referencias de cotizaciones a plazo, también reflejaría la tensión de subida de precios trasladada a toda la curva de precios.

Asimismo, esta reflexión se ha extendido al mecanismo de precios de aplicación a los consumidores vulnerables eléctricos vigente, y en particular, sobre la conveniencia de que el descuento del bono social sea

⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/isde02721>

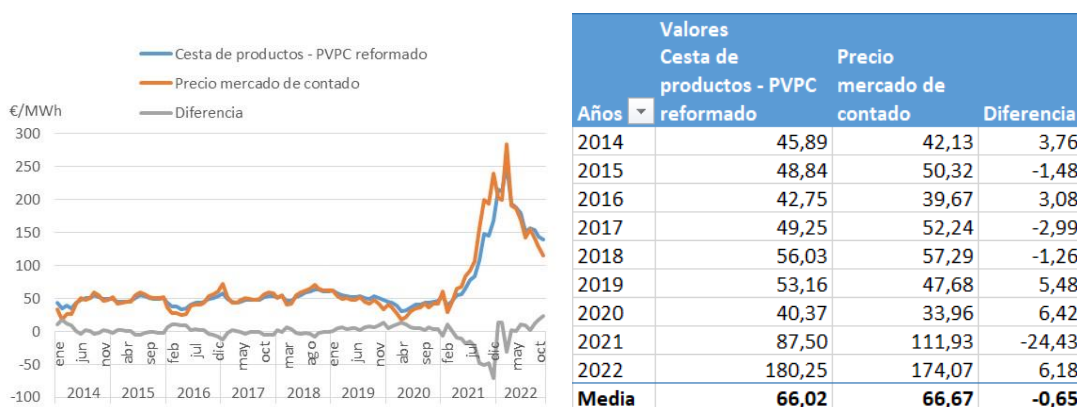
calculado sobre el precio del PVPC, uno de los precios más altos y volátiles existentes ahora mismo en el mercado. En este sentido, teniendo en cuenta la mayor protección que requieren este tipo de consumidores, cabría analizar otras alternativas que ofrecieran unas condiciones de precios más favorables y estables aprovisionando a estos consumidores a través de contratos de largo plazo.”

42. En cuanto a la asequibilidad para el consumidor de la propuesta de nueva formulación del PVPC, cabe señalar lo siguiente:

a) La nueva metodología propuesta del PVPC, suavizará los incrementos de los precios en escenarios de precios al alza y su vez, mitigará las reducciones, en escenarios de descenso de precios. Teniendo en cuenta que actualmente estamos inmersos en un ciclo de precios elevados, la introducción de referencias a plazo en el PVPC mitigará el impacto de la bajada de precios, cuando esta se produzca, frente a la reducción inmediata que reflejaría un precio del PVPC con la metodología actual, en donde el 100% de la señal de precio corresponde al mercado de contado.

Este efecto se ve claramente al comparar las dos metodologías en 2021 y en 2022: en 2021, ante un escenario de incremento de precios, la nueva metodología habría supuesto un ahorro para los consumidores acogidos al PVPC frente a la metodología actual, mientras que 2022 ante un escenario de reducción de precios, el resultado habría sido un incremento de precio.

Gráfico 1. Evolución del precio medio aritmético del mercado mayorista de contado y del precio de la cesta de productos de la propuesta de real decreto



Fuente: CNMC y OMIP

Nota: Se ha considerado una cesta de productos con una ponderación del 45% mercado de contado y 55% mercado de futuros de OMIP para todo el periodo, siendo esta ponderación el objetivo del proyecto (con valores transitorios para 2022 y 2023).

Se han tomado las cotizaciones existentes en los plazos previstos en la propuesta de real decreto (por ejemplo, el Precio medio del futuro mensual con liquidación en el mes “m”, se ha calculado como la media aritmética de las cotizaciones existentes del contrato de futuro mensual en los cinco días

anteriores al inicio de su liquidación, en el mes “m”, publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP.)

Cabe señalar que la Comisión Europea se encuentra en la actualidad inmersa en un proceso de revisión del diseño del mercado eléctrico para conseguir una mayor asequibilidad de los precios para el consumidor: tras lanzar el Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo de 6 de octubre de 2022 relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía, la Comisión Europea, a través de la Comunicación COM/2022/236 ha iniciado un proceso de revisión del funcionamiento del mercado eléctrico de forma que esté adaptado para afrontar la volatilidad de los precios. En el mencionado comunicado, se reconoce la necesidad de proteger a los consumidores finales frente a los precios elevados y la volatilidad excesiva, y que puedan ser suministrados con electricidad asequible tanto a corto como largo plazo. Asimismo, reconoce que garantizar las inversiones en capacidad firme o con bajas emisiones de carbono, debe a la vez evitar unos beneficios excesivos para los inversores, en períodos en los que los precios de mercado son elevados. En este marco, la Comisión Europea junto con ACER ha iniciado un proceso de evaluación de impacto para ajustar la configuración del mercado de la electricidad y, en su caso, su marco legislativo, esperándose que inicie un proceso de consulta a mediados de diciembre de 2022.

- b) Tal y como se indica en el apartado Cuarto, la propuesta de nueva metodología del PVPC incorpora un riesgo de volumen para los comercializadores de referencia – al no reflejar fielmente el coste de aprovisionamiento de los comercializadores de referencia-, que no incorpora la metodología actual. Este riesgo de volumen supone un incremento del coste del suministro que, en el caso de ser reconocido como una prima de riesgo en el PVPC, implicaría un incremento de precio frente a la metodología actual.
- c) La nueva formulación incorpora un término de ajuste T_a para reforzar la señal de precio del mercado de contado para el consumidor, con el fin de asegurar un diseño más alineado con la Directiva (UE) 2019/944 del mercado interior de la electricidad. Este nuevo término de ajuste, T_a , descuenta del P_{mh} un valor medio diario igual en todas las horas del día, P_{mah} , afectado por un coeficiente B , y se añade el precio de una cesta de productos a plazos, afectado por el mismo coeficiente anterior.

Este término supone un incremento del precio para el consumidor frente a la opción de valorar la energía únicamente ponderando los precios de los mercados de contado y los productos a plazo. En particular, supone un incremento del coste de energía del PVPC frente a la ponderación de los precios de contado y a plazo igual al porcentaje de ponderación de los productos a plazo B multiplicado por la diferencia entre el precio medio

ponderado con la demanda del consumidor doméstico y el precio medio aritmético del mercado de contado⁹.

43. En cuanto a la volatilidad para el consumidor de la propuesta de nueva formulación del PVPC:

a) Teniendo en cuenta la facturación mensual de los consumidores acogidos al PVPC, la volatilidad entre meses dentro de cada año calculada como la desviación típica observada desde 2014 hasta noviembre de 2022, se sitúa en unos 7 €/MWh en promedio, lo que supondría, para un consumidor medio¹⁰, unos 1,7 € de más en algunos meses para pagar 1,7 € menos en otros meses, con respecto a la metodología actual, lo que en término medios, no supone una ganancia relevante en estabilidad para este tipo de consumidor.

⁹ La propuesta de real decreto define el coste de producción de la energía a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, CPh, para cada hora h, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CPh = Pmh + Ta + SAh + OCh$$

Donde:

h: hora de cada periodo tarifario al que corresponda el peaje de acceso a considerar en el cálculo del precio voluntario al pequeño consumidor correspondiente al período de facturación entre dos lecturas.

Pmh: Precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h del periodo tarifario p según lo establecido en el artículo 10 de este real decreto.

SAh: valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora h del periodo tarifario p.

OCh: Otros costes asociados al suministro que podrán incluir, entre otros, las cuantías correspondientes al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema, así como los correspondientes a los mecanismos de capacidad y la financiación del servicio de interrumpibilidad.

Ta: Término de ajuste, que se calcula de la siguiente manera:

$Ta = (A - 1) \cdot Pmah + B \cdot (Ft)$, siendo Pmah el precio medio aritmético de la curva horaria diaria obtenida a partir de los resultados del mercado diario e intradiario y Ft precio medio de los valores de la cesta de futuros, producto de carga base anual, carga base trimestral y carga base mensual según lo establecido en el artículo 10.bis del real decreto.

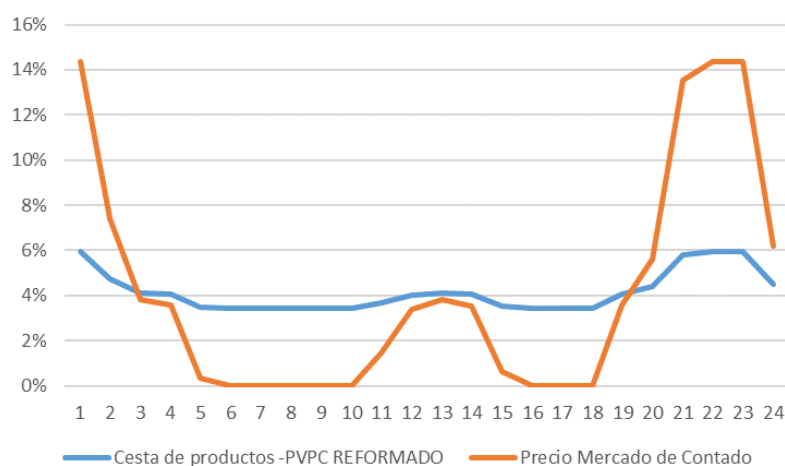
Sustituyendo en CPh el nuevo término Ta, suponiendo B= 0,55 y A= 0,45 y sumando el termino (-0,55+0,55) Pmh, se obtiene un término adicional a la ponderación de la cesta de productos:

$$CPh = Pmh - 0,55 Pmah + 0,55 Ft - (-0,55 Pmh + 0,55 Pmh) + SAh + OCh = \\ = (0,45 Pmh + 0,55 Ft) + SAh + OCh + 0,55 (Pmh - Pmah)$$

¹⁰ Consumidor tipo considerado de 2.600 kWh/año: El consumo anual medio de los consumidores de menos de 15 kW en los últimos 12 meses disponibles (de oct21 a sep22) es de 2.528 kWh/año, de acuerdo con la información disponible en la CNMC para las Liquidaciones de las Actividades Reguladas del Sector Eléctrico.

- b) Con respecto a la volatilidad intradía, la fórmula del coste de la energía de la propuesta del PVPC, a pesar de introducir el término de ajuste T_a , no mantiene el mismo perfil horario¹¹ de los precios del mercado diario de contado, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente. Esta situación puede conllevar a comportamientos ineficientes, especialmente en el futuro, en días con elevada penetración de renovables donde se registren precios cercanos a cero en el mercado de contado y sea conveniente proporcionar señales a la demanda para incrementar su consumo en esas horas. Asimismo, con la formulación propuesta pueden resultar ceros o precios negativos en el coste de la energía del PVPC sin que existan esos precios realmente en el mercado de contado, lo que puede dar señales incorrectas a los consumidores.

Gráfico 2. Perfil del precio horario del mercado mayorista de contado y del precio horario de la cesta de productos de la propuesta de real decreto para el día 1/1/2014



Fuente: CNMC y OMIP

44. A la vista de todo lo anterior, se considera que, si bien la propuesta permite reducir en cierta manera la volatilidad de las facturas del consumidor acogido al comercializador de referencia, la nueva formulación incorpora una serie de costes que le pueden suponer un incremento del precio frente a la metodología actual.
45. Finalmente, se considera que convendría revisar la metodología que se aplica a los consumidores vulnerables y en particular, reflexionar sobre la conveniencia de que el descuento del bono social sea calculado sobre el precio del PVPC, en

¹¹ El perfil horario es el peso relativo de los precios horarios en el día

tanto que estos consumidores pueden responder en menor manera a la señal del precio del mercado. En este sentido, teniendo en cuenta la mayor protección que requieren este tipo de consumidores, cabría analizar otras alternativas, en línea con lo indicado en el mencionado informe de supervisión, que ofrecieran unas condiciones de precios más favorables y estables aprovisionando a estos consumidores, por ejemplo, a través de la energía asignada en las subastas de energías renovables previstas en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre. Esta formulación del precio regulado que pagan los consumidores vulnerables y de su coste de energía, en particular, supondría una simplificación en el mecanismo de la financiación del bono social cuyo diseño actual hace que recaiga, de forma acumulada, sobre el consumidor de electricidad.

Tercero. Sobre el periodo de cotización de los productos a plazo

46. La propuesta de Real Decreto contempla que el coste de energía del PVPC incorpore la cotización de una cesta de productos a plazo en unos determinados periodos. En particular establece que los productos anual, trimestral y mensual se calculen como la media aritmética de las cotizaciones de referencia del contrato de los tres meses anteriores al inicio de su liquidación, de los quince días anteriores al inicio de su liquidación y en los cinco días anteriores al inicio de su liquidación, respectivamente.
47. Con el fin de asegurar un plazo suficientemente amplio para que las comercializadoras de referencia puedan acudir a los mercados a plazo a aprovisionarse según las referencias que se incluyan en el PVPC, se considera más adecuado aumentar convenientemente los plazos de cotización de los productos que se incorporan en el coste de la energía. De esta forma se evitaría concentrar las compras de las comercializadoras de referencia en periodos de demasiado cortos, lo que pudiera suponer una afectación del precio de estos mercados. Así, por ejemplo, cabría establecer un periodo de cotización de 6 meses, 3 meses y 1 mes para el cálculo de las referencias anual, trimestral y mensual, respectivamente. De esta forma se establecerían plazos en línea con los previstos para la regulación de las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico según la vigente redacción del art. 22.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en su redacción dada por la disposición final sexta. Uno del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.¹²

¹² En el Real Decreto-ley 10/22, se establece que el Valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el cálculo de la retribución específica de las renovables, cogeneración y residuos tendrá en cuenta la ponderación de los precios de los mercados de

48. Asimismo, la fecha de entrada en vigor de este real decreto debería ser anterior al plazo que permita aprovisionarse a los comercializadores en dichos mercados en los mismos términos que utiliza la fórmula que determina el coste de energía de la cesta de futuros.
49. A este respecto cabe señalar que la formulación propuesta del PVPC contempla que la ponderación de los productos a plazo se haga de tal forma que el producto mensual suponga un 10% del total, el producto trimestral se sitúe en un 36%, y el producto anual suponga un 54%, conforme a los porcentajes previstos para las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico, según lo establecido en la disposición final sexta del Real Decreto-ley 10/2022¹³. De esta forma, indica la MAIN *“consigue lograrse un incentivo, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda, al aprovisionamiento y cobertura por medio de estos productos a plazo.”* No obstante, dados los tiempos que pueda requerir la tramitación de este real decreto, es difícil que el diseño de la cesta de productos diseñado para el PVPC pueda acompasar las coberturas de energías previstas para las instalaciones del RECORE, tal y como puede apreciarse en la tabla siguiente.

Tabla 1. Volumen de energía prevista resultante de la cesta de productos de los mercados a plazo para las instalaciones RECORE y para el PVPC

		Previsión Energía 2023	Producto Anual	Producto Trimestral	Producto Mensual
DF 6ª RDI 10/2022 RECORE	%Ponderación		15%	10%	0%
	GWh	80.989	12.148	8.099	-
Propuesta RD PVPC	%Ponderación		14%	9%	3%
	GWh	15.095	2.038	1.359	377

Fuente: Previsión de demanda de los CUR y de producción de las instalaciones RECORE para 2023 según el Acuerdo de 24 de noviembre de 2022, por el que se remite a la Dirección General de Política Energética

futuros en la cesta de precios del 25% en 2023 y será igual o superior al 50 % y al 75 %, para los años 2024 y 2025, respectivamente.

¹³ Ante la falta de liquidez en los mercados a plazo agravada por la extensión en el tiempo de la guerra de Ucrania y el actual contexto de incertidumbre, altos precios y volatilidad en los mercados energéticos, el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, incorpora al mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado que será de aplicación para la energía RECORE generada en el año 2023 y posteriores, referencias a productos de mercados a plazo-anales, trimestrales y mensuales (hasta entonces, las desviaciones se ajustaban con respecto al precio del mercado).

y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2023. INF/DE/208/22

50. Por ello, los porcentajes de ponderación de los productos a plazo para 2023 deberían adaptarse teniendo en cuenta la falta de tiempo disponible para que las comercializadoras realicen coberturas comprando el producto anual. Debe tenerse en cuenta que es precisamente el producto anual el que mayor estabilidad proporciona en el resultado, por lo que la introducción de productos de más corto plazo en 2023 podrían proporcionar menos reducciones de volatilidad y un incremento en el precio frente a la ponderación prevista en la propuesta de real decreto, de acuerdo con las estimaciones realizadas en el periodo enero 2014 – noviembre 2022 que se muestran a continuación.

Tabla 2. Diferencia entre el PVPC reformado según cesta de productos de futuros y mercado a contado (€/MWh) y reducción de la volatilidad intermensual en el periodo de enero de 2014 a noviembre de 2022 (€/MWh)

Cesta de productos de futuros	Diferencia PVPC reformado – PVPC vigente (Cantidades negativas = ahorros)	Volatilidad intermensual (cantidades negativas = reducción de volatilidad)
Propuesta proyecto:		
10% mensual, 36% trimestral, 54% anual	-0,60	-6,99
100% anual	-3,16	-10,90
100% trimestral	2,74	-2,06
100% mensual	1,21	-1,39

Fuente: CNMC, OMIP

Nota: PVPC reformado con ponderación a contado/futuros según objetivo del proyecto: 45% mercado a contado / 55% a plazo

Cuarto. Sobre las compras de energía de las comercializadoras de referencia

51. El proyecto de Real Decreto calcula el precio que se repercute al consumidor en PVPC en función de unos porcentajes fijos de compras en los mercados a plazo y en el mercado spot. Con el fin de cubrirse del riesgo de precio, el COR tiene que asegurar que la demanda de sus clientes se cubre en la misma proporción que los productos que intervienen en la determinación del precio del PVPC, por lo que las COR deberán realizar una previsión de su demanda con varios meses de antelación con respecto a la fecha de entrega, que podría desviarse con respecto a la demanda real que tenga que suministrar finalmente. Esta situación

puede generar una diferencia entre el coste soportado por el COR y el coste repercutido al cliente.

52. Adicionalmente, dado que la componente de coste de producción de energía prevista en el PVPC se calcula hora a hora con unos porcentajes fijos, y que los productos de los mercados a plazo disponibles son planos en todas las horas en el horizonte temporal que se considere (mensual, trimestral, anual), no es posible replicar por parte de las COR el porcentaje previsto en la fórmula propuesta del coste de la energía ajustada de manera horaria.
53. Por ello, se propone valorar una formulación distinta del coste de energía incluido en el PVPC que minimice el riesgo de volumen. Por ejemplo, cabría incluir una cantidad de energía a plazo fijada con carácter previo para todas las horas para cada una de las COR. La cantidad a plazo se calcularía aplicando los coeficientes de ponderación para cada producto anual, trimestral o mensual propuestos en el proyecto sobre la demanda del año anterior. La diferencia con la demanda real se cubriría mediante compras en el spot. De esta forma, una mayor o menor demanda real con respecto a la estimada supondría un mayor o menor peso horario del spot, eliminándose el riesgo de volumen del conjunto de las comercializadoras.
54. Esta formulación asegura un mayor peso del mercado de contado en las horas de mayor demanda -al mantenerse la cobertura a plazo en cantidades fijas durante todo el día-, y por tanto, introduce un mayor peso de la señal del precio del mercado de contado en el cálculo del coste de energía del PVPC que la propuesta del real decreto, sin requerir ajustes adicionales. De esta forma se consigue reducir la diferencia entre las compras de las COR y el reconocimiento de esas compras a través de la formulación del PVPC.

Quinto. Sobre el margen de comercialización

55. El Real Decreto 216/2014 establece en el artículo 26 el procedimiento de revisión de los costes de comercialización. En particular, establece que los costes de comercialización se deben revisar y, en su caso, actualizar cada tres años.
56. La Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, fijó los valores de los costes de comercialización que se deben incorporar en el PVPC para el período 2016-2018.
57. Con carácter transitorio y hasta la aprobación de la referida Orden, la Disposición adicional segunda de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, establece que los comercializadores de referencia seguirán incluyendo en los precios

voluntarios para el pequeño consumidor los valores aprobados en la Orden ETU/1948/2016.

58. A fecha de emisión del presente informe, no se ha producido la revisión de los costes de comercialización para los periodos 2019-2021 y 2022-2024.
59. En este sentido, cabe recordar lo manifestado en el Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, en cuanto a la necesidad de revisar los costes de comercialización previstos en la determinación del PVPC¹⁴. Cabría analizar la evolución que han seguido estos costes desde el momento en que fueron fijados, dado que estos podrían haberse visto reducidos, por ejemplo, por la implantación de la digitalización en la actividad de la comercialización.

Sexto. Sobre el coste reconocido en el PVPC

Sobre el coste asociado al Real Decreto-ley 10/2022

60. La disposición transitoria tercera del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, establece que el coste del ajuste incorporado al PVPC es el que el operador del mercado comunica al operador del sistema, considerando la energía programada en el mercado diario y el primer intradiario, junto con el correspondiente a la liquidación del ajuste por la energía programada en restricciones técnicas conocidas en el día D. Este coste se establece antes de las 19:00 horas del día D para su inclusión en el PVPC del día D+1.
61. Sin embargo, existen liquidaciones posteriores que no se incorporan al PVPC y que suponen un coste adicional, es decir la liquidación definitiva de OMIE que incorpora todos los intradiarios, la reliquidación del operador del sistema sobre la anterior con las medidas en barras de central, y la liquidación del operador del sistema del ajuste correspondiente a la energía asignada en los servicios de balance y restricciones técnicas en tiempo real. Así, cabría la posibilidad de añadir un nuevo componente dentro del término “Otros costes asociados al suministro” (OCh) del PVPC que incorpore los anteriores costes no incluidos el día anterior al del suministro.
62. De acuerdo con la información disponible en la CNMC, las diferencias mensuales entre el precio del mecanismo de ajuste recogido en el PVPC y la componente

¹⁴ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01720>

en el precio final que soportan las comercializadoras de referencia se sitúan entre 2,5 y 7,5 €/MWh¹⁵ entre junio y octubre de 2022 (antes de la entrada en vigor de este mecanismo, las posibles desviaciones entre los precios recogidos en el PVPC y los reales correspondientes a los costes de los servicios de ajuste, se situaban en el entorno de los 0,5 €/MWh¹⁶).

Sobre el coste del bono social en la nueva formulación

63. La propuesta de Real Decreto modifica la estructura del PVPC añadiendo el término de facturación de financiación del bono social. Sin embargo, la propuesta no incluye los costes por tasa de ocupación de la vía pública (TOVP) asociados a dichas modificaciones.
64. Por ello, el nuevo término de facturación de financiación del bono social considerando el valor unitario (en euros/cliente y mes) debería incorporar su cuantía correspondiente de TOVP en la retribución del coste comercial.

Sobre el coste del bono social previo a la entrada en vigor de este real decreto

65. Teniendo en cuenta que el término de facturación del bono social previsto en la formulación del PVPC se incorporará con la entrada en vigor de este real decreto, y por tanto, con posterioridad a la obligación de financiación establecida por el Real Decreto-ley 6/2022, quedaría pendiente la eventual regularización de los costes asociados a la financiación del bono social por parte de las comercializadoras de referencia desde la aplicación del mecanismo de financiación definido en el dicho real decreto-ley hasta la entrada en vigor este proyecto de real decreto¹⁷.

Séptimo. Sobre la condición de microempresa

66. La propuesta de real decreto supone que aquellos consumidores distintos a consumidores domésticos y microempresas no podrían continuar acogidos al PVPC a partir de 2024, lo que supondría, según la memoria que acompaña la propuesta, una reducción de 8.640 clientes del total de 9,2 millones acogidos al PVPC.

¹⁵ Datos proporcionados por el Operador del sistema con las medidas disponibles el 27 de octubre de 2022.

¹⁶ Datos correspondientes a las diferencias medias mensuales de septiembre 2020 a septiembre 2021, según datos del Operador del Sistema

¹⁷ La financiación del bono social por parte de las COR ha ascendido a 65 millones de euros, teniendo en cuenta las liquidaciones del bono social 4 al 10 total efectuadas por la CNMC.

67. En el nuevo texto se delega la acreditación de la condición de microempresa a la presentación de una declaración responsable por la entidad interesada, siendo la CNMC, en el ejercicio de sus funciones de supervisión y comprobación, quien requiera, en su caso, la documentación que acredite la realidad de los datos declarados.
68. Se considera que, dado el elevado número de microempresas, 881.360 según la memoria que acompaña al real decreto, esta labor no podría ser acometida por la CNMC por falta de medios. Además, podrían existir otras opciones digitales más eficientes para realizar esta tarea.
69. Por ello, sería deseable la implementación de un proceso de validación por parte de la Administración, con los datos que ésta dispone, ampliando, por ejemplo, la funcionalidad de la herramienta BOSCO, que actualmente acredita los requisitos exigidos para tener derecho al bono social, lo cual permitiría a las COR comprobar si una persona jurídica puede o no acogerse al PVPC de manera inmediata.

Octavo. Sobre el papel de la CNMC respecto a los consumidores que transitoriamente carecen de contrato

70. La propuesta de real decreto contempla la modificación del artículo 4.1 apartado d, del Real Decreto 216/2014, para establecer que, en aquellos casos en los que el consumidor no disponga transitoriamente de contrato, sea la CNMC la que lleve las actuaciones correspondientes que permitan la asunción del punto de suministro por parte de la comercializadora de referencia.
71. A este respecto se considera conveniente completar la disposición anterior indicando que la CNMC adaptará los formatos de los ficheros de intercambio de información que faciliten esta actuación. Asimismo, la citada disposición debería recoger que, en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto los distribuidores y comercializadoras de referencia comunicarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información de contacto a estos efectos, información que deberá mantenerse actualizada en todo momento.
72. Asimismo, el artículo 11 del Real Decreto-ley 10/2022 establece que el operador del sistema suspenderá de participación a aquellos titulares de unidades de adquisición que incumplan su obligación de pago relativa al mecanismo de ajuste previsto en dicho real decreto-ley, suponiendo el traspaso automático provisional de sus clientes al comercializador de referencia, de conformidad con los criterios establecidos en el artículo 4 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, en tanto se resuelve sobre su inhabilitación. A estos efectos, sería conveniente ampliar el artículo 4.1 del Real Decreto 216/2014 para incluir los supuestos de suspensión

temporal de los sujetos, regulando adicionalmente las comunicaciones necesarias para que en tales casos se pueda articular la asunción del punto de suministro por parte de la comercializadora de referencia. Si el real decreto no recogiera expresamente este caso, pudiera no resultar de aplicación lo previsto en el artículo 4.1 dado que los consumidores dispondrían de contrato de suministro.

Noveno. Sobre el término de ajuste de la fórmula del cálculo del coste de producción

73. Como se ha indicado anteriormente, la fórmula del cálculo del coste de producción, C_{ph} , incorpora un término de ajuste con el fin de mantener la forma de la curva que proporciona el precio del mercado diario. Este nuevo término de ajuste, T_a , descuenta del P_{mh} un valor medio diario igual en todas las horas del día, P_{mah} , afectado por un coeficiente, y se añade el precio de una cesta de productos a plazos, afectado por el mismo coeficiente anterior. En la formulación se emplean dos coeficientes A y B. Al restar un valor diario a cada valor horario del P_{mh} , en las horas de gran penetración de renovable con precios muy bajos, se obtienen valores negativos como componente del mercado diario e intradiario ($P_{mh} + (A-1) \cdot P_{mah}$), y que, aunque previsiblemente se compensaría con la componente de la cesta de precios futuros ($B \cdot Ft$), podrían encontrarse horas con valores de precio negativos que no se corresponden con precios negativos del mercado diario de contado.
74. Por ello, sin perjuicio de lo indicado en el apartado Cuarto, en el caso de mantener la fórmula del cálculo prevista para el coste de producción, cabría plantearse una limitación del resultado de la fórmula a valores no negativos, dado que un valor negativo podría dar señales de precio incorrectas al consumidor.

Décimo. Sobre las subastas inframarginales

75. La Disposición adicional final de la propuesta de real decreto posibilita la modificación del coste de la energía para incluir un precio de la subasta de energía inframarginal gestionable y las ponderaciones del mercado diario y a plazo.
76. Dado que la cobertura de la cartera de compras de las comercializadoras de referencia intentará reflejar las mismas ponderaciones previstas en la fórmula del PVPC, se recomienda que cualquier modificación que se realice sobre los parámetros de la formulación, se realice con la suficiente antelación para que no afecte a ninguno de los contratos realizados en los mercados a plazo por estas comercializadoras.

Consideraciones sobre la retribución en los sistemas en territorios no peninsulares

Undécimo. Sobre los costes de los derechos de emisión en el cálculo de la retribución de la producción en los TNP

77. La propuesta, en el apartado dos de su Disposición final primera, actualiza la fórmula de cálculo de los costes de los derechos de emisión a emplear en el cálculo del régimen retributivo adicional de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas de los territorios no peninsulares.
78. Sin embargo, la redacción propuesta se limita a modificar el artículo 37.2 ('Retribución por costes de los derechos de emisión') del Real Decreto 738/2015, donde se define el valor del coste de los derechos de emisión, pero solo a efectos de liquidación.
79. Se indica que la componente de costes de derechos de emisión también se contempla para determinar los costes variables de generación a efectos de despacho, según lo definido en su artículo 66 ('Coste de los derechos de emisión de despacho'). Para este último caso la propuesta no realiza ninguna actualización, por lo que permanecería la fórmula de cálculo anteriormente vigente.
80. Se sugiere que se actualice el artículo 66 del Real Decreto 738/2015 para introducir la misma actualización en el cálculo de los costes de los derechos de emisión y que las metodologías de cálculo para despacho y para liquidación sean coherentes entre sí. En caso contrario no es descartable que en algunos casos el orden determinado por el despacho pudiese no corresponder con el que daría lugar a una liquidación de mínimo coste.

Duodécimo. Sobre las modificaciones realizadas en los criterios de admisión para el otorgamiento de la resolución de compatibilidad favorable a efectos de reconocimiento del RRA.

81. En su disposición final primera la propuesta introduce modificaciones en el Real Decreto 738/2015 que afectan a su Capítulo IV, Sección 2.^a que regula el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad necesaria para acogerse al RRA, incluyendo una modificación en el artículo 47 que regula la presentación de solicitudes y los criterios de admisión.
82. En su redacción original este artículo consta de tres apartados que definen limitaciones a la presentación de solicitudes. El artículo 47.2 establece que la

titularidad de las instalaciones para las que se solicite resolución de compatibilidad estará sujeta a las limitaciones impuestas por la Ley 17/2013¹⁸ (aunque en su segundo párrafo permite que si no se presentara ninguna otra solicitud se pudiera otorgar). Por su parte el artículo 47.3 indica que solo se admitirá a trámite en el procedimiento aquellas instalaciones a las que se les pueda asignar una de las instalaciones tipo incluidas en su disposición final primera u otras que pudieran establecerse con carácter previo a la finalización del plazo de presentación de solicitudes.

83. La propuesta modifica el artículo 47.2, pero no altera la redacción del artículo 47.3 por lo que sigue indicando que *“solo se admitirán a trámite en el procedimiento aquellas instalaciones a las que se les pueda asignar una de las instalaciones tipo incluidas [...] [que estén aprobadas] [...], con carácter previo a la finalización del plazo de presentación de solicitudes [...]”*.
84. A este respecto se señala que las instalaciones tipo definidas actualmente reflejan las características del parque generador existente, esto es instalaciones con edades elevadas. Adicionalmente parte de estas instalaciones tipo reflejan el funcionamiento de instalaciones con diseños concretos y específicos, más que instalaciones genéricas. Por último, casi en su totalidad estas plantas pertenecen al mismo operador. Todo ello debería ser tenido en cuenta para que la restricción de la admisión a trámite en el procedimiento no suponga una barrera que pudiera condicionar la adopción de tecnologías más actuales o que condicionasen la entrada de posibles nuevos entrantes.

IV. CONCLUSIONES

85. El Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación del PVPC a señales a plazo y reducción de su volatilidad¹ adapta la metodología del PVPC con el objetivo reducir la exposición del consumidor doméstico a los precios del mercado de contado y de esta forma, limitar la volatilidad de sus facturas. Ello en ejecución del mandato contenido en el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo para cumplir con los condicionantes a los que

¹⁸ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares que establece que *“no se podrá otorgar el régimen retributivo adicional [...] a nuevas instalaciones en los sistemas insulares y extrapeninsulares que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial [...] que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema”*.

se supeditó la aprobación por la Comisión Europea del mecanismo de ajuste. No obstante, con la metodología propuesta se incrementa el coste del suministro de las comercializadoras de referencia al incorporar un componente de riesgo de volumen y por otra, se añade un término adicional de apuntamiento de los precios para reforzar la señal de precios de mercado de contado, que incrementa en determinados escenarios el coste para el consumidor con respecto a lo que representaría una cesta de productos de mercado de contado y de mercado a plazo.

86. Por ello, más allá del informe de la CNMC anual sobre la estructura del mercado minorista previsto en la disposición adicional tercera de la propuesta de real decreto, sería conveniente realizar un análisis de la metodología propuesta del PVPC una vez finalice la aplicación del mecanismo de ajuste, que según prevé el mencionado real decreto-ley será el 31 de mayo de 2023, con el fin de valorar la necesidad y proporcionalidad de esta reforma en la metodología del PVPC.
87. Se considera que convendría revisar la metodología que se aplica a los consumidores vulnerables y en particular, reflexionar sobre la conveniencia de que el descuento del bono social sea calculado sobre el precio del PVPC, en tanto que estos consumidores pueden responder en menor medida a la señal del precio del mercado de contado. A diferencia de lo que ocurre con el resto de consumidores acogidos al PVPC que cuentan con otras opciones disponibles, más estables en el mercado libre, los consumidores vulnerables requieren de una mayor protección por lo que cabría analizar otras alternativas que ofrecieran unas condiciones de precios más favorables y estables, aprovisionando a estos consumidores, por ejemplo, a través de la energía asignada en las subastas de energías renovables previstas en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre. Esta formulación del precio regulado que pagan los consumidores vulnerables y de su coste de energía, en particular, supondría una simplificación en el mecanismo de la financiación del bono social cuyo diseño actual hace que recaiga, de forma acumulada, sobre el consumidor de electricidad.
88. En las consideraciones realizadas en este informe se apuntan algunos aspectos que se estima podrían mejorar la eficacia de la propuesta, recogándose a continuación los más relevantes:
 - La formulación propuesta de la ponderación de la cesta de productos en el PVPC con coeficientes fijos para todas las horas dificulta la posibilidad de que los comercializadores de referencia repliquen fielmente dicha cesta en sus aprovisionamientos, por lo que se propone valorar la consideración de una cantidad de energía a plazo, fijada con carácter previo, para todas las horas para cada una de las COR. De esta forma, una mayor o menor demanda real con respecto a la estimada supondría un mayor o menor peso

horario del spot, reduciéndose el riesgo de volumen asociado a esta metodología.

- El término “Ta” supone un incremento del precio para el consumidor frente a la opción de valorar la energía únicamente ponderando los precios de los mercados de contado y los productos a plazo lo que se propone para consideración
- Con el fin de asegurar un plazo suficientemente amplio para que las comercializadoras de referencia pueden acudir a los mercados a plazo a aprovisionarse según las referencias que se incluyan en el PVPC, se considera adecuado aumentar convenientemente los plazos de cotización de los productos que se incorporan en el coste de la energía.
- Los porcentajes de ponderación de los productos a plazo para 2023 deberían adaptarse teniendo en cuenta la falta de tiempo disponible para que los comercializadores de referencia puedan acudir a los mercados a cubrirse con el producto anual de 2023.

89. A fecha de emisión del presente informe, no se ha producido la revisión de los costes de comercialización para los periodos 2019-2021 y 2022-2024, resultando de aplicación los previstos para 2019, por lo que sería conveniente revisar dichos costes en la determinación del PVPC. Cabría analizar la evolución que han seguido estos costes desde el momento en que fueron fijados, dado que estos podrían haberse visto reducidos, por ejemplo, por la implantación de la digitalización en la actividad de la comercialización. Sería conveniente que en la formulación del PVPC se revisen algunos costes que soportan los comercializadores y que no habrían sido incorporados en su totalidad en esta Propuesta de Real Decreto.

90. En el nuevo texto se delega la acreditación de la condición de microempresa a la presentación de una declaración responsable por la entidad interesada, siendo la CNMC, el organismo competente para su comprobación. Dados los elevados recursos necesarios para llevar a cabo esta labor, sería conveniente que se dispusiera de una plataforma, en línea con la operativa que se aplica para la obtención del bono social, para asegurar la correcta acreditación de estas empresas. Se considera que, dado el elevado número de microempresas, 881.360 según la memoria que acompaña al real decreto, esta labor no podría ser acometida por la CNMC con los medios disponibles y podría ser abordada por otras vías digitales más eficientes.

91. En el nuevo texto se establece que, en aquellos casos en los que el consumidor no disponga transitoriamente de contrato, sea la CNMC la que lleve las actuaciones correspondientes que permitan la asunción del punto de suministro por parte de la

comercializadora de referencia. Se considera conveniente establecer algunas precisiones para facilitar estas actuaciones, así como ampliar la redacción propuesta para incluir los supuestos de suspensión temporal de los sujetos.

92. Asimismo, se incorporan una serie de consideraciones sobre las modificaciones incluidas en este real decreto sobre los territorios no peninsulares:

- Se sugiere que se aplique la nueva fórmula de cálculo de los costes por derechos de emisión, también a efectos de despacho. En la propuesta solo se actualiza la fórmula a efectos de liquidación, pero no de despacho, lo que podría dar lugar a que se despachasen centrales con costes de liquidación más elevados.
- Para solicitar el reconocimiento de la resolución favorable de compatibilidad (para acogerse al RRA) la instalación debe corresponder con alguna de las instalaciones tipo aprobadas. Se recuerda que las instalaciones tipo actuales reflejan diseños concretos y específicos de centrales con edades elevadas pertenecientes a un mismo operador, lo que debería tenerse en cuenta para evitar que supongan una barrera para la adopción de tecnologías más actuales o la entrada de nuevos entrantes.

V. ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Junta de Castilla y León
- Ministerio de Consumo (Informe de no alegaciones)

Asociaciones:

- ACIE (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía)
- AEGE (Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía)
- AELEC (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica)
- HISPACOOOP-CCU

Empresas:

- Endesa
- Iberdrola España
- Red Eléctrica (operador del sistema)
- Red Eléctrica (transportista)(informe de no alegaciones)
- Repsol
- Naturgy

VI. ANEXO 2: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[CONFIDENCIAL]