



INFORME DEL CONSEJO DE CONSUMIDORES Y USUARIOS (CCU) AL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE MODIFICA EL 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 (IPN/CNMC/031/26)

Con el fin de dar respuesta al trámite de audiencia, previsto en el artículo 26.6 de Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, este Consejo realiza las siguientes observaciones:

I. CONSIDERACIONES GENERALES

Se realiza una valoración positiva de los objetivos perseguidos por el Proyecto, particularmente en cuanto pretende adaptar el régimen singular de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a la evolución experimentada por el sistema energético, integrar adecuadamente las instalaciones de almacenamiento, facilitar una mayor penetración de generación renovable y mejorar la seguridad, flexibilidad y eficiencia del sistema.

La singularidad de los sistemas eléctricos de Canarias, Illes Balears, Ceuta y Melilla justifica que su regulación tenga en cuenta las especiales dificultades derivadas de su aislamiento, menor interconexión, estructura particular del parque generador y costes de producción. Ahora bien, desde la perspectiva específica de la protección de los consumidores y usuarios, la consecución de los objetivos de transición energética no puede desvincularse de otros objetivos igualmente esenciales de la regulación eléctrica: asequibilidad de la energía, eficiencia económica, transparencia, competencia, protección del consumidor vulnerable y distribución equitativa de los costes derivados de la transición energética.

La propia Ley 24/2013 configura el suministro eléctrico atendiendo, entre otros parámetros, a la seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y mínimo coste. La MAIN recuerda expresamente que el régimen singular de los territorios no peninsulares debe adecuarse a las necesidades de los consumidores conforme a esos parámetros.





Por ello, la valoración del Proyecto no debe limitarse a determinar si sus mecanismos favorecen la inversión en almacenamiento o mejoran la retribución de determinadas instalaciones, sino que debe analizarse simultáneamente quién soportará finalmente los costes de tales mecanismos y cuál será su incidencia sobre los consumidores, el sistema eléctrico y los Presupuestos Generales del Estado.

Resulta particularmente significativo que la MAIN reconozca que, debido a la dificultad de realizar una estimación cuantitativa del impacto económico del almacenamiento, se ha optado por efectuar una valoración fundamentalmente cualitativa. Ello aconseja reforzar la evaluación económica de la reforma y establecer mecanismos de seguimiento que permitan verificar posteriormente si las hipótesis de ahorro y eficiencia sobre las que se construye la regulación se cumplen efectivamente, para fortalecer la cohesión territorial.

II. PROTECCIÓN DEL CONSUMIDOR COMO PRINCIPIO TRANSVERSAL DE LA REFORMA

Se considera necesario que la norma explicita con mayor claridad que la integración del almacenamiento y la modificación de las señales económicas deben realizarse respetando el principio de mínimo coste para el sistema y para los consumidores.

No debe darse por supuesto que toda inversión en almacenamiento o toda mejora de la retribución de la generación renovable produce automáticamente un beneficio equivalente para los usuarios finales.

Debe acreditarse que los incentivos establecidos:

- a) generan beneficios sistémicos efectivos;
- b) reducen los costes de generación;
- c) disminuyen vertidos de energía renovable;
- d) reducen la utilización de tecnologías convencionales de mayor coste;





e) mejoran la seguridad de suministro;

f) y presentan una relación razonable entre los beneficios obtenidos y los costes soportados por el sistema.

La propia MAIN sostiene que la incorporación del almacenamiento debería reducir el coste de generación al sustituir determinadas tecnologías convencionales y aumentar la presión competitiva.

Precisamente porque esta es una de las principales justificaciones económicas de la reforma, se considera que debería convertirse en un resultado susceptible de medición y evaluación, y no permanecer únicamente como una previsión teórica.

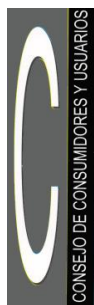
III. El principio de mínimo coste para el sistema y los consumidores: contenido, límites y exigencia de evaluación:

El principio de mínimo coste no puede interpretarse como una exigencia de minimización coyuntural del precio de la energía, sino como un mandato de eficiencia económica global del sistema, proyectado sobre un horizonte temporal adecuado y compatible con la seguridad y calidad del suministro, la sostenibilidad ambiental, los objetivos de descarbonización, la competencia efectiva y la necesidad de proporcionar señales económicas suficientes para las inversiones eficientes.

Ahora bien, esos límites no pueden convertirse, a su vez, en una habilitación genérica para trasladar al sistema cualquier coste asociado a la transición energética. Toda medida que incremente los costes soportados directa o indirectamente por los consumidores debe superar una exigencia reforzada de necesidad, idoneidad y proporcionalidad, acreditándose que el coste adicional resulta imprescindible para obtener un beneficio sistémico identificable y que no existe una alternativa equivalente menos gravosa.

El consumidor no tiene derecho simplemente a la energía más barata; tiene derecho a que no se le haga soportar ningún coste que no resulte necesario,





eficiente, proporcionado y justificable para obtener un sistema eléctrico seguro, sostenible y competitivo.

Se hace necesario el apoyo a la transición energética y el almacenamiento sin renunciar a una fiscalización muy rigurosa de sus costes, ya que proporciona fundamento para cuestionar específicamente el 25 %, la nueva fórmula del precio medio anual móvil, la consideración de determinados saldos como extracoste y la insuficiente cuantificación de la MAIN.

OBSERVACIONES ESPECIFICAS

1º) ARTÍCULO 2. NUEVAS CATEGORÍAS C Y D DE INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO

Se valora favorablemente la modificación del artículo 2 del Real Decreto 738/2015 para introducir las instalaciones de almacenamiento dentro de su ámbito de aplicación.

El Proyecto crea una categoría C, correspondiente a las instalaciones de almacenamiento independientes o *stand-alone*, y una categoría D para las instalaciones de almacenamiento integradas en instalaciones híbridas, distinguiendo a su vez entre D0 y D1 dependiendo de que la hibridación se produzca con instalaciones de categoría A o B.

La inclusión expresa del almacenamiento aporta seguridad jurídica y elimina una barrera regulatoria relevante para su implantación.

Desde la perspectiva de los consumidores, sin embargo, el Consejo considera conveniente que la aplicación de estas categorías quede vinculada expresamente a criterios de eficiencia, neutralidad tecnológica, competencia y beneficio para el sistema.

La clasificación regulatoria no debería generar ventajas económicas carentes de justificación objetiva entre tecnologías que proporcionen servicios equivalentes al sistema.





Por ello, se propone que la futura aplicación y desarrollo de estas categorías sea objeto de seguimiento por la CNMC y por el operador del sistema, evaluando periódicamente sus efectos sobre los costes de generación y los beneficios sistémicos obtenidos.

2º) ARTÍCULO 5. PARTICIPACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO EN EL DESPACHO

La modificación del artículo 5 dispone la participación en los despachos de producción de las instalaciones de producción y almacenamiento, comercializadores y consumidores directos, estableciendo igualmente los requisitos registrales necesarios.

Se valora favorablemente que el almacenamiento quede integrado en los mecanismos ordinarios de funcionamiento del sistema.

No obstante, esta participación debe desarrollarse bajo condiciones transparentes y no discriminatorias y evitando cualquier mecanismo que pueda producir barreras injustificadas a la entrada.

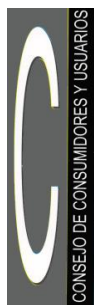
Especialmente relevante será garantizar que las reglas de despacho no favorezcan artificialmente a determinadas tecnologías, operadores o modalidades de almacenamiento.

3º) ARTÍCULO 8 Y ANEXO I. RETRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO

El Proyecto introduce modificaciones sustanciales en el régimen económico del almacenamiento.

Las instalaciones de categoría C y D0 de potencia superior a 0,5 MW percibirán por la energía descargada el precio definido en el nuevo anexo I.3, mientras que las instalaciones D1 quedarán sometidas al mecanismo específico establecido en el anexo I.4.





Estos mecanismos deben ser examinados especialmente desde la perspectiva del coste que finalmente soporta el sistema.

La regulación debe evitar cualquier situación de *sobrerretribución* y garantizar que los ingresos obtenidos por las instalaciones respondan al valor efectivo que aportan mediante almacenamiento, flexibilidad, reducción de vertidos, seguridad de suministro o desplazamiento de generación convencional.

Debe existir, por tanto, correspondencia entre servicio prestado, beneficio sistémico y retribución obtenida.

4º) ARTÍCULO 61. COSTE VARIABLE INSTRUMENTAL DE 10 €/MWh

La modificación del artículo 61 establece para las instalaciones de categorías B y D1 un coste variable instrumental de despacho de 10 €/MWh producido, susceptible además de actualización mediante orden ministerial.

Se considera necesario que cualquier actualización de este valor se encuentre sometida a criterios objetivos, transparentes y verificables.

La habilitación no debería funcionar como una autorización indeterminada para modificar una variable con potencial incidencia económica sobre el funcionamiento del despacho.

Se propone que cualquier modificación del valor vaya acompañada de una memoria justificativa que explique la evolución de los costes de explotación; los efectos sobre el despacho y sobre la competencia; la incidencia económica sobre el sistema y la repercusión previsible sobre los consumidores.

5º) ARTÍCULO 67. PUBLICIDAD DE INFORMACIÓN POR EL OPERADOR DEL SISTEMA

Se valora, especialmente de manera favorable, la introducción de las letras o) y p) en el artículo 67.





El operador del sistema deberá calcular y publicar el apuntamiento de hueco térmico horario, la demanda horaria y el coste medio marginal horario de generación de cada sistema eléctrico aislado.

Esta previsión constituye una medida positiva desde el punto de vista de la transparencia.

No obstante, se propone reforzarla estableciendo que la información sea publicada en formatos abiertos, reutilizables, accesibles y comprensibles, permitiendo su tratamiento independiente por consumidores, asociaciones, investigadores y demás interesados.

La transparencia formal no resulta suficiente si la información se presenta de manera que dificulte su análisis.

6º) ARTÍCULO 70 Y ANEXO I. PRECIO DE ADQUISICIÓN DE LA ENERGÍA

La modificación del artículo 70 mantiene un mecanismo específico para determinar el precio horario de adquisición de la demanda y establece reglas específicas para las instalaciones de almacenamiento.

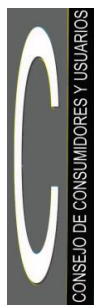
Debe prestarse especial atención a la interacción entre los precios de adquisición y venta de energía aplicables al almacenamiento.

En particular, el anexo I establece que las instalaciones de almacenamiento de categoría C de potencia superior a 0,5 MW y D0 adquirirán energía por un precio equivalente al 25 % del precio de venta.

Se considera que este porcentaje requiere una justificación económica especialmente sólida. La MAIN explica que con ello pretende generarse un *spread* económico capaz de incentivar las inversiones en almacenamiento.

Sin negar la necesidad de establecer señales económicas adecuadas, debe evitarse que el incentivo se convierta en una transferencia económica excesiva hacia los titulares de las instalaciones.





Por ello, se propone que el porcentaje del 25 % sea objeto de revisión periódica, atendiendo a la evolución de los costes de inversión de las tecnologías de almacenamiento; sus costes operativos; los ingresos obtenidos; los precios de mercado; el grado de competencia alcanzado y los ahorros efectivos producidos para el sistema.

7º) ANEXO I.2. MODIFICACIÓN DEL PRECIO HORARIO DE VENTA DE LA GENERACIÓN RENOVABLE

Uno de los cambios económicamente más importantes del Proyecto consiste en sustituir la referencia al precio medio diario del mercado peninsular por el precio medio del mercado diario peninsular del último año móvil, por meses completos, ponderado por la energía vendida.

El Proyecto justifica esta modificación por la creciente aparición de precios cero y negativos en el mercado peninsular y sus efectos sobre las instalaciones renovables de los territorios no peninsulares.

La MAIN ilustra la magnitud del cambio mediante una comparación especialmente significativa: para el 26 de marzo de 2026, la referencia diaria habría resultado de 5,02 €/MWh, mientras que la utilización del promedio correspondiente al año móvil arrojaría aproximadamente 55,77 €/MWh.

Esta diferencia demuestra precisamente la necesidad de analizar cuidadosamente el efecto distributivo de la medida.

Una mayor estabilidad de ingresos para los productores renovables puede favorecer nuevas inversiones, pero esa estabilidad no puede conseguirse ignorando las señales económicas reales del mercado ni trasladando automáticamente al sistema el riesgo empresarial asociado a las fluctuaciones de precios.

La regulación debe alcanzar un equilibrio entre estabilidad retributiva, incentivo a la inversión y protección económica del consumidor. Por ello, debería considerarse la pertinencia de que la CNMC evalúe expresamente los extremos





siguientes: el incremento agregado de retribución que producirá la nueva fórmula, su incidencia sobre los costes del sistema, los beneficios adicionales en términos de nueva capacidad renovable, la relación coste-beneficio para los consumidores y la conveniencia de establecer mecanismos de revisión periódica de la fórmula.

8º) DISPOSICIÓN ADICIONAL DECIMOCUARTA DEL REAL DECRETO 738/2015. ESPECIAL PREOCUPACIÓN POR LA SOCIALIZACIÓN DE PÉRDIDAS

Merece particular atención la nueva disposición adicional decimocuarta. El Proyecto establece que, cuando los ingresos procedentes de la venta de energía en el despacho no sean suficientes para atender los derechos de cobro de las instalaciones de almacenamiento, el saldo resultante tendrá, a efectos de liquidación, la consideración de extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Este mecanismo requiere especial cautela. Existe el riesgo de generar una situación asimétrica en la que los titulares de almacenamiento obtengan los beneficios derivados de las diferencias de precios cuando su actividad resulte rentable y, simultáneamente, determinados déficits sean trasladados al conjunto del sistema mediante su consideración como extracoste.

La protección del consumidor exige evitar cualquier mecanismo de privatización de beneficios y socialización de pérdidas.

Se propone, por ello, que esta disposición sea complementada con garantías que permitan identificar separadamente los extracostes imputables al almacenamiento; publicar periódicamente su importe; determinar qué instalaciones los generan; evaluar las causas de su generación; comprobar el beneficio sistémico aportado por esas instalaciones y establecer mecanismos correctores cuando los extracostes resulten persistentes o desproporcionados.

9º) INCIDENCIA PRESUPUESTARIA Y PROTECCIÓN DEL CONTRIBUYENTE





Esta cuestión presenta además una dimensión presupuestaria directa. La MAIN recuerda que, conforme a la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, el 50 % de los extracostes de producción de los sistemas eléctricos no peninsulares se financia con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Por tanto, el eventual incremento del extracoste no constituye una cuestión exclusivamente interna del sector eléctrico. Tiene incidencia sobre los recursos públicos y, consiguientemente, sobre el conjunto de ciudadanos y contribuyentes.

La MAIN afirma que se espera un efecto neto positivo y un ahorro presupuestario, pero reconoce simultáneamente que en esta fase no es posible conocer el impacto efectivo del despliegue del almacenamiento. Esta previsión debería ser contrastada mediante indicadores cuantitativos.

10º) AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA

Se valora positivamente que el Proyecto incorpore expresamente al marco regulatorio de los territorios no peninsulares la liquidación del autoconsumo con compensación simplificada.

El artículo 70 y el anexo I contemplan específicamente esta modalidad. No obstante, desde la perspectiva de los consumidores-prosumidores, debe garantizarse que el mecanismo de liquidación resulte claro, comprensible y económicamente proporcionado.

La regulación debería permitir al consumidor conocer de manera sencilla la energía autoconsumida; los excedentes aportados; su valoración; los costes de ajuste aplicados y el resultado económico final.

11º) ARTÍCULO 42. EXCEPCIÓN AL MECANISMO DE SUBASTAS PARA LA ADQUISICIÓN DE COMBUSTIBLES

El Proyecto permite que, mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía, puedan establecerse excepciones al mecanismo de adquisición de determinados combustibles mediante subasta cuando exista un mercado de referencia líquido y competitivo.





El Consejo no muestra oposición a esta posibilidad cuando permita reducir costes administrativos y adquirir combustible en condiciones competitivas.

Sin embargo, las excepciones deben interpretarse restrictivamente. La resolución correspondiente debería justificar expresamente, los extremos siguientes: la liquidez del mercado de referencia; su grado de competencia; la transparencia de los precios; la inexistencia de riesgos de manipulación y el ahorro esperado respecto del mecanismo de subasta.

