

INFORME A LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN NUEVAS INSTALACIONES TIPO PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS ESTABLECIDOS MEDIANTE LA ORDEN TED/171/2020 Y LOS VALORES DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN CORRESPONDIENTES AL SEGUNDO SEMESTRE NATURAL DEL AÑO 2020 Y AL PRIMER SEMESTRE NATURAL DEL AÑO 2021, APLICABLES A DETERMINADAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS

(IPN/CNMC/002/22)

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D.^a María Ortiz Aguilar
D. Mariano Bacigalupo Saggese
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

Secretario del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 21 de abril de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la 'Propuesta de Orden por la que se establecen nuevas instalaciones tipo para el mantenimiento de los parámetros retributivos establecidos mediante la Orden TED/171/2020 y los valores de la retribución a la operación

correspondientes al segundo semestre natural del año 2020 y al primer semestre natural del año 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos' (en adelante 'propuesta de orden'), 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 3 de enero 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 para informe la propuesta de orden, acompañada de la correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).
2. La propuesta tiene por objeto el establecimiento de nuevas instalaciones tipo (en adelante ITs) necesarias para dar cabida a las instalaciones que solicitaron mantener potestativamente los parámetros retributivos establecidos mediante la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero¹ (en aplicación de lo establecido en el artículo 4 de la Orden TED/260/2021, de 18 de marzo²); es decir, aquellas que optaron por no acogerse a las medidas de acompañamiento previstas para paliar los efectos negativos del estado de alarma sobre las instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible³) en

¹Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.

²Orden TED/260/2021, de 18 de marzo, por la que se adoptan medidas de acompañamiento a las instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible durante el período de vigencia del estado de alarma debido a la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19.

³ Dichas medidas de acompañamiento pueden no beneficiar por ejemplo a plantas que, por su carácter esencial, no redujeron su actividad durante el estado de alarma. La citada TED/260/2021 estableció unos valores de RO más elevados que los previstos en su día por la TED/171/2020 para los meses de marzo a junio de 2020, durante los cuales se prolongó el estado de alarma declarado por el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, atendiendo a la caída de los precios del mercado eléctrico. Ahora bien, esto se traduciría, al cabo del semiperiodo regulatorio, en un menor ajuste al alza de la retribución por desviaciones en el precio del mercado. Dado que la RO se percibe en proporción a la energía efectivamente generada por cada instalación de forma individual, en tanto que el ajuste se aplica por IT, para

adelante TED/171/2020, así como la fijación de los valores de la retribución a la operación (en adelante RO) correspondientes al segundo semestre de 2020 y primer semestre de 2021, conforme a la aplicación de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio⁴, en adelante, IET/1345/2015.

3. Con fecha 10 de enero 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 la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe, así como una síntesis de las mismas.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

4. La propuesta de orden consta de un preámbulo, cuatro artículos, una disposición adicional, una disposición transitoria, una disposición derogatoria, cuatro disposiciones finales y tres anexos
5. El **artículo primero** define el objeto de la propuesta, expuesto en el apartado anterior; el **artículo segundo** define el ámbito de aplicación de la Orden: las instalaciones tipo de los grupos a.1 (cogeneraciones), b.6 y b.8 (biomasas) definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁵ (RD 413/2014), junto con las Instalaciones tipo correspondientes a instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del RD 413/2014, de 6 de junio, que hubieran estado acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (es decir, instalaciones de tratamiento de residuos).
6. El **artículo tercero** establece la aprobación, mediante el anexo I, de nuevas instalaciones tipo para el mantenimiento de la retribución establecida en la TED/171/2020.

las instalaciones que no redujeron su actividad durante el estado de alarma puede ser más beneficioso mantener los valores de RO originalmente incluidos en la TED/171/2020.

⁴Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

⁵ 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.

7. El **artículo cuarto** establece la actualización de la retribución a la operación para el segundo semestre natural del año 2020 y para el primer semestre natural del año 2021 de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, de acuerdo con lo previsto en la IET/1345/2015.
8. La **Disposición adicional única** encomienda a la CNMC, como organismo encargado de las liquidaciones, liquidar las cantidades resultantes a cada una de las instalaciones afectadas en la primera liquidación en la que se disponga de los ajustes correspondientes tras la entrada en vigor de la Orden.
9. En la **Disposición transitoria única** se establecen las consideraciones para realizar el cálculo de la estimación del coste de los peajes de acceso para el segundo semestre de 2021.
10. Por su parte, la **Disposición final primera** modifica el artículo 4.2 de la IET/1345/2015 para adaptar la actualización de los valores de la RO recogida en dicha orden a la metodología de fijación de los peajes de gas por la CNMC desde el 1 de octubre de 2021.
11. La **Disposición final segunda** corrige algunos errores detectados en la TED/171/2020, relativos al valor estándar de la inversión inicial para determinadas instalaciones tipo.
12. Las **disposiciones finales tercera y cuarta** recogen respectivamente el marco competencial y la entrada en vigor de la propuesta, cuyos distintos apartados tienen fecha de efectos el 1 de enero de 2020 (nuevas instalaciones tipo), o el 1 de julio de 2020 o 1 de enero de 2021, respectivamente (actualización de parámetros).
13. El **Anexo I** establece la correlación entre las nuevas instalaciones tipo necesarias para dar cabida a las instalaciones que hayan solicitado el mantenimiento de la retribución establecida en la TED/171/2020 y las instalaciones tipo existentes en las que se encontraban encuadradas hasta ahora, determina sus correspondientes parámetros retributivos aplicables a los años 2020, 2021 y 2022, a excepción de los relacionados con la RO, así como el número de horas de funcionamiento máximo anual para la percepción de la retribución a la operación, el valor de la retribución a la operación que será de aplicación en el primer semestre de 2020 y los valores de las constantes A, B y C definidas en la IET/1345/2015.
14. El **Anexo II** establece los datos relacionados con la evolución del precio del combustible, necesarios para la actualización de la Ro, tanto para la

actualización aplicable al segundo semestre natural del año 2020 (según expresiones definidas en la IET/1345/2015) como para el primer semestre de 2021.

15. Finalmente, en el **Anexo III** se proponen los valores de la RO que serán de aplicación en el segundo semestre del año 2020 y primer semestre de 2021.

III. CONSIDERACIÓN PREVIA

16. Se considera que cabría acortar el tiempo que transcurre entre el periodo para el que se establecen los valores de RO (revisables semestralmente) y su aplicación efectiva. En este caso es superior a un año y medio debido a las circunstancias derivadas de la crisis COVID-19, los cambios introducidos en los peajes de gas, y la excepcional coyuntura que atraviesan los mercados energéticos en general, y el del gas natural en particular. La concreción de un calendario para la actualización de los parámetros daría certidumbre a la operación de las instalaciones, realizar coberturas en los mercados a plazo y puede eliminar las tensiones de tesorería de las instalaciones.
17. En este sentido, a la finalización del presente informe se ha recibido para informe la 'Propuesta de Orden por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos'.
18. Esta Comisión ha venido recomendado que el precio de los derechos de emisión de CO₂ considerado en el cálculo de los parámetros retributivos fuera objeto de revisión en plazos más breves que el periodo regulatorio, que comprende seis años. En el Informe IPN/CNMC/001/20, aprobado por esta Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de enero de 2020⁶, ya se señalaba que *"en estos últimos seis años, el precio de la tonelada de CO₂ aproximadamente*

⁶ En este informe a la propuesta de orden luego aprobada como TED/171/2020, ya se proponía a este respecto: *"Dado que el RD 413/2014 no prevé la revisión de los precios del CO₂ mediante una metodología análoga a la prevista para el 'ajuste por desviaciones en el precio del mercado', se recomienda que al menos el precio de los derechos de emisión incorporado a la propuesta se determine con base en los valores de los futuros negociados para todo el segundo periodo regulatorio (esto es, del 2020 al 2025) [...que] reflejan la información disponible más actualizada y cercana a la realidad a fecha de redacción de la propuesta, permitiendo por ende una mayor solidez del cálculo y minorando los efectos provocados por sus fluctuaciones. [...] Otra posibilidad compatible con la anterior, aunque más compleja y cuya implementación supera el rango normativo de la propuesta, pasa por otorgar al precio de los derechos de emisión un tratamiento análogo al de los precios del mercado eléctrico, y realizar ajustes cada semiperiodo, de acuerdo con las variaciones registradas en promedio anual."*

se ha cuadruplicado, y además el factor de asignación gratuita de derechos de emisión a la componente térmica de las instalaciones de cogeneración se ha reducido progresivamente, haciéndose más exigente conforme a las reglas del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea”⁷.

19. La senda de precios de los derechos de emisión, que se ha tornado más alcista desde el segundo semestre de 2021 y se ve reflejada en las cotizaciones de futuros hasta más allá de 2022⁸, tiene un impacto directo en los costes de explotación de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta, lo que indica la necesidad de incorporar en la actualización de la RO este valor reconocido de explotación, en periodos de tiempo inferiores a los que actualmente se utilizan.
20. El reciente Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, ha acogido esta realidad en su artículo 5 (‘Actualización de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico aplicables al año 2022’), cuyo apartado 9 prevé que *«en el plazo de 2 meses [...], se aprobará una nueva metodología para la actualización de la [RO] de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, según lo previsto en el artículo 20 del [RD 413/2014]. La actualización de la [RO] se realizará de forma anual para un periodo temporal de un año, en ella se considerará la evolución de la estructura de los principales ingresos y costes de la instalación tipo, relacionados con la venta de la energía eléctrica en los mercados y los costes asociados al combustible y a los derechos de emisión del CO₂. [...]. La metodología de reconocimiento de dichos costes deberá aportar las señales necesarias para que los titulares de las instalaciones operen las plantas minimizando las emisiones y sus costes asociados, de forma que los derechos de emisión de CO₂ mantengan su carácter incentivador en el proceso de descarbonización.»*

⁷ Téngase además en consideración que en dicha propuesta se asumía para 2020 un precio para los derechos de emisión de 23,98 €/tCO₂, y en 2014 se consideraron precios de entre 4,6 y 5,7 €/tCO₂ para los años comprendidos en el primer periodo regulatorio.

⁸ En la situación actual esto se evidencia en que el precio de los derechos de emisión de CO₂ que actualmente reconoce la RO es más de 3 veces inferior al precio actual de mercado. De acuerdo con las cotizaciones del mercado de futuros de los derechos de emisión publicados por el *European Energy Exchange* (EEX) se prevén costes de 73,95 €/tonCO₂ a finales de 2022, manteniéndose en 75,24€/tonCO₂ a finales de 2023 y 77€/tonCO₂ a diciembre de 2024. (<https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market>)

IV. CONSIDERACIONES

Primero. Sobre el índice Henry Hub (HH)

21. La propuesta de orden aplica la metodología de actualización de la RO establecida en la IET/1345/2015, que se basa en la evolución de los precios de los combustibles y, en el caso de las tecnologías que utilizan gas natural, también considera la variación de los peajes de acceso a la red gasista.
22. Respecto de la variación de los precios del gas natural, gasóleo y fuelóleo, la propuesta indica que han sido estimados tomando como referencias la del *National Balancing Point* (NBP), publicada por el *Intercontinental Exchange* (ICE), la del *Henry Hub* (HH), publicada por el *New York Mercantile Exchange* (CME Group), y el barril Brent⁹.
23. Se recomienda que, en consistencia con lo previsto en el Anexo V ('Hipótesis de cálculo consideradas para la actualización de los parámetros retributivos') de la TED/171/2020, en la cual la determinación del término RC_{2020-S1} se calculaba únicamente empleando el índice NBP, se elimine de la cesta de referencias de costes de adquisición del gas natural utilizada por la propuesta el índice HH, tomando únicamente referencias de mercados europeos.
24. En efecto, la volatilidad y cotizaciones del HH son inferiores a las de los índices de los mercados de gas europeos (Dutch TTF, NBP y MIBGAS, en los que se adquiere mayoritariamente el combustible de las instalaciones de España). Por ello la inclusión del índice HH en la fórmula de actualización de la RO alejaría en la práctica la retribución regulada de los costes reales de explotación.
25. Esta modificación sería coherente con la ya introducida en el cálculo de la Tarifa de Último Recurso (TUR): la Orden TEC/1368/2018, de 20 de diciembre, que modificó la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, eliminó el índice HH en el cálculo del coste de la materia prima, pasando a emplear únicamente el NBP.

Segundo. Sobre la adaptación de la metodología de actualización a los peajes de gas

26. La propuesta de orden adapta las fórmulas establecidas en la IET/1345/2015 para determinar el importe de los peajes de acceso para un semestre dado, al

⁹ Aplicando asimismo el promedio de los tipos de cambio USD/EUR y GBP/EUR de los valores publicados por el Banco Central Europeo (BCE).

objeto de incorporar las modificaciones introducidas por la Circular 6/2020¹⁰. La MAIN indica que los cambios se limitan a lo estrictamente necesario para la correcta aplicación de los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021¹¹; se han modificado adicionalmente las unidades de cálculo, que pasan de c€/kWh a €/MWh.

27. A continuación, se enumeran de forma conceptual una serie de recomendaciones consideradas necesarias para perfeccionar la adaptación de la metodología de actualización de la RO al contenido de la citada Circular de peajes de gas. En anexo a este informe se recoge de forma detallada la formulación que justifica los cambios propuestos.
28. En primer lugar, a diferencia de la Orden ITC/1660/2009¹², en la que se establecen las fórmulas aplicables para la imputación de los peajes en la TUR, y al igual que ya hiciera anteriormente la IET/1345/2015, la propuesta de orden considera: (i) que el consumidor se abastece únicamente mediante GNL¹³; (ii) que las capacidades contratadas de entrada al sistema coinciden con las capacidades contratadas del consumidor (es decir, que el comercializador no tiene efecto cartera¹⁴), y (iii) no incorpora ni el peaje de descarga de buques ni las mermas correspondientes.
29. De otro lado, los divisores de los términos fijos de regasificación, entrada el sistema y redes locales (241, 296 y 248, respectivamente), que resultan de

¹⁰ Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-8556

¹¹ Resolución de 27 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2022, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9002

¹² Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2009-10329>)

¹³ En la Resolución de 26 de septiembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural, se considera que únicamente el 63% del gas total de los consumidores se abastece mediante GNL. (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-15778>)

¹⁴ Como se detalla en la Memoria justificativa de la Resolución de la CNMC por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el periodo octubre 2019-septiembre 2020, la capacidad para el año de gas 2019 – 2020 (1.179.721.881 kWh/día) es un 27,4% inferior a la capacidad de salida de la red de transporte (1.625.903.522 kWh/día). (https://www.cnmc.es/sites/default/files/3533595_6.pdf)

multiplicar los 365 días del año por el factor de carga considerado, implican unos factores de carga del 66%, 81% y 67%, respectivamente. Al respecto se indica que, por una parte, mantener los factores de carga es inconsistente con la modificación de la facturación del término de capacidad establecido en la Circular 6/2020¹⁵. Por otra parte, conforme a la última información disponible en la base de datos de liquidaciones correspondiente al periodo octubre 2020-septiembre 2021, el factor de carga de regasificación fue del 82,6%, el de entrada al sistema un 68,4%, y el de los consumidores conectados a presión entre 4 bar y 60 bar un 63,9%. En consecuencia, se recomienda revisar las hipótesis subyacentes en el procedimiento de imputación de peajes, al objeto de hacerlas coherentes con las contrataciones que realizan los comercializadores para abastecer los consumidores y con los peajes abonados por los mismos, así como sustituir los coeficientes anteriormente señalados.

30. En relación con el peaje de descarga, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la Circular 6/2020, consta de un término fijo en función del tamaño medio del buque (S, M, L, XL, XXL) y un término variable en función de los kWh contratados o físicamente descargados. Por tanto, su imputación se debería realizar incorporando el coste medio de descarga registrado en el periodo de cálculo, procediendo a dividir la facturación total del peaje de descarga de dicho periodo (calculada aplicando la fórmula establecida en el artículo 35.1 de la Circular 6/2020, y considerando el número de buques efectivamente descargados y los volúmenes asociados) entre el total de la demanda del periodo considerado, incluyendo tanto los consumidores nacionales como las exportaciones, así como las cargas en cisternas, y excluyendo las destinadas a plantas satélite de distribución, al objeto de evitar una doble contabilización.
31. En cuanto al coste medio de almacenamiento de GNL, la propuesta mantiene los 7 días de almacenamiento promedio considerados en la IET/1345/2015, a diferencia de lo que resultaría de aplicar el artículo 35 de la Circular 6/2020, teniendo en cuenta la definición de capacidad contratada equivalente. En el anexo se desarrolla la formulación alternativa recomendada.
32. Respecto al coste medio de almacenamiento subterráneo, debe tenerse presente que el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad no

¹⁵ Los factores de carga se determinan a partir de la capacidad contratada equivalente, incorporando por tanto la estructura de contratación (anual, trimestral, mensual, diaria e intradiaria) afectada por los multiplicadores de dichos contratos; los multiplicadores vigentes son sensiblemente diferentes de los implícitos en la fórmula tras la publicación de la Circular 6/2020.

necesariamente requiere inyectar o extraer anualmente la totalidad de dicho gas; cabría inyectar o extraer únicamente la diferencia entre las obligaciones de almacenamiento de un año con respecto a las del año anterior. En anexo se desarrolla una formulación alternativa que resulta del cociente entre la facturación del canon de almacenamiento de GNL y el consumo del año.

33. Igualmente se sugiere explicitar las primas de las subastas en las fórmulas de cálculo del coste medio de los peajes y, con objeto de facilitar la comprensión de la propuesta y prevenir dudas interpretativas, sustituir los nombres de los peajes incorporados en la fórmula de la propuesta por los establecidos en la Circular 6/2020 y en la Resolución de 27 de mayo de 2022.
34. Por último, se indica que se deberían incorporar en las fórmulas tanto los cargos del sistema gasista que deben abonar los consumidores de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, como la Tasa de la CNMC y la Cuota del GTS.

Tercero. Sobre los parámetros del subgrupo a.1.3

35. Conforme al artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 413/2014, el subgrupo a.1.3 comprende el «*Resto de cogeneraciones que [...] no cumplan con los límites de consumo [de combustible] establecidos para los subgrupos a.1.1 ó a.1.2.*» La propuesta no establece nuevos parámetros retributivos a instalaciones clasificadas en instalaciones tipo (ITs) del subgrupo a.1.3.
36. Aunque actualmente no existan instalaciones inscritas en ERIDE (registro de régimen retributivo específico) asignadas a las ITs del subgrupo a.1.3, deberían definirse sus parámetros retributivos, ya que en aplicación de lo establecido en el artículo 33¹⁶ del RD 413/2014, si una instalación inscrita en alguna de las ITs de los subgrupos a.1.1 (cogeneraciones a gas) o a.1.2 (cogeneraciones que utilicen como combustible principal derivados de petróleo o carbón) incumpliera los porcentajes de combustibles previstos, tendría que liquidarse de acuerdo con la correspondiente IT del subgrupo a.1.3; de no establecerse tal, se aplicarían retribuciones a la inversión y a la operación nulas.

¹⁶ Artículo 33. “*Incumplimiento de los límites en el consumo de combustibles en función de las categorías, grupos y subgrupos*”: ‘1. *Aquellas instalaciones con régimen retributivo específico que incumplan, en cómputo anual, los límites de consumo de combustibles establecidos en el artículo 2 de los grupos y subgrupos a los que pertenecen, serán liquidadas atendiendo a la clasificación que les correspondería en relación con el porcentaje de combustible realmente utilizado*’.

Cuarto. Sobre la actualización de algunos parámetros

37. Analizando la RO de las ITs incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta de orden, se han detectado algunas variaciones anómalas para ITs pertenecientes al subgrupo a.1.2 (cogeneraciones que utilicen derivados de petróleo o carbón; mayoritariamente cogeneraciones a fuelóleo), cuya RO del primer semestre de 2021 (1S_2021) acusa un descenso apreciablemente mayor que las ITs comparables del grupo a.1.1 (cogeneraciones a gas), pese a que la evolución del coste de los combustibles de ambos grupos es análoga, por lo que se recomienda su revisión.
38. Dado que existe una considerable dispersión en la potencia asignada a cada IT (existen determinadas ITs que no tienen ninguna instalación asignada), se analiza un promedio ponderado de la variación de la RO por la potencia asignada a cada IT. De esta manera, se observa que para el segundo semestre de 2020 (2S_2020) la variación media de la RO es de un -30%; para las instalaciones del subgrupo a.1.1 (gas) es de un -38%, mientras que para las del subgrupo a.1.2 (fuelóleo) se queda en un -23%. De otro lado, para el 1S_2021 se observa que estas últimas cogeneraciones a.1.2 tienen una variación del -19%, mayor que el observado en las a.1.1 (-6%).
39. Tras una revisión de los parámetros recogidos en el Anexo III de la propuesta de Orden, se han observado algunos posibles errores, tanto en la asignación de valores para las nuevas ITs, como en la indeterminación de los parámetros de determinadas familias de ITs, por lo que se sugiere su revisión.
40. Concretamente, respecto a las nuevas ITs se ha verificado que tienen la misma Retribución a la inversión que la IT origen, así como RO de cada uno de los semestres (a excepción de los periodos especiales establecidos en la Orden TED 260/2021). Por otra parte, y con respecto a las nuevas ITs introducidas para dar cabida a las instalaciones que solicitaron mantener los parámetros establecidos mediante la TED/171/2020, solo se ha encontrado una pequeña diferencia entre la RO de la IT-00841 para el 1S_2020 (49,400 €/MWh) y la nueva IT correspondientes IT-04841 (49,795 €/MWh)

Quinto. Sobre la estimación del impacto económico

41. La MAIN estima el sobrecoste para los años 2020 y 2021 ocasionado por la actualización de la RO, comparando con la situación en la cual se hubieran

mantenido los valores de RO publicados para el primer semestre de 2020 (ex TED/171/2020) durante esos dos años completos¹⁷.

42. Dado que a la redacción de este informe esta Comisión dispone ya de una liquidación provisional a cuenta para todos los meses del ejercicio 2021, ha sido posible realizar una simulación del impacto económico basada en datos reales: para cada uno de los semestres se ha partido de la RO por IT, y aplicado el porcentaje de reducción que suponen los nuevos parámetros; para las instalaciones híbridas se ha considerado la variación promedio ponderada por potencia del grupo b.6, mayoritario en estas instalaciones.
43. El resultado, mostrado en la siguiente tabla, es muy semejante al de la MAIN para el año 2020, pero se observan algunas diferencias para el 2021. Por una parte, la disminución de la RO no es tan acusada; por otra, el incremento de retribución de las biomasa es mayor. El motivo parece radicar en la estimación de la energía considerada para el caso de las cogeneraciones, que no han recuperado su nivel de producción anterior a la crisis de la COVID-19) y, en el caso de las biomasa, la no consideración de las instalaciones híbridas.

	MAIN (Millones €)		CNMC (Millones €)	
	2020	2021	2020	2021
COGENERACIÓN (aprox. como grupo a.1 del RD 413/2014)	-127,30	-75,50	-127,10	-62,15
BIOMASA (grupos b.6 y b.8 del RD 413/2014)	0,60	5,60	0,68	13,67
DT1.L - TRATAMIENTO DE RESIDUOS – Lodos (DT 1ª RD 413/2014)	-14,80	-9,20	-14,86	-8,70
DT1.P - TRATAMIENTO RESIDUOS – Purines (DT 1ª RD 413/2014)	-19,90	-10,10	-19,82	-12,57
TOTAL GENERAL	-161,40	-89,20	-161,10	-69,75

¹⁷ Cuando se refiere a 2021, la MAIN indica que el impacto económico se estima por el año completo, aplicando al segundo semestre los parámetros publicados para el primero, y partiendo de la energía generada en 2019, por la disminución atípica de la producción registrada en 2020.

V. CONCLUSIONES

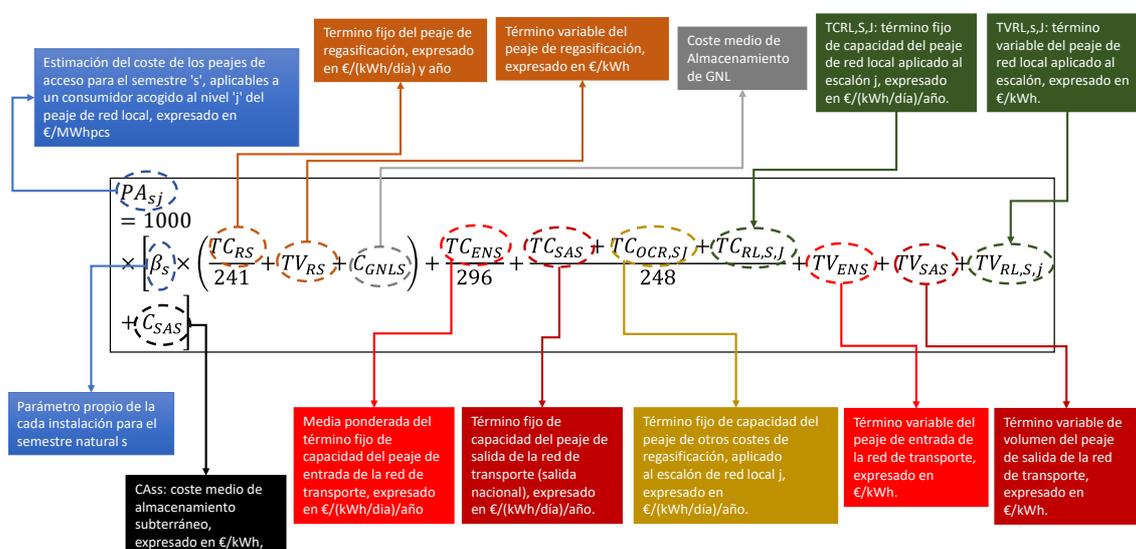
El Pleno de la CNMC considera que la propuesta de orden por la que se establecen nuevas instalaciones tipo para el mantenimiento de los parámetros retributivos establecidos mediante la Orden TED/171/2020 y los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2020 y al primer trimestre natural del año 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, actualiza la retribución a la operación de aquellas instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible. Permite igualmente que aquellas instalaciones que no redujeron su actividad durante el estado de alarma puedan mantener los valores de RO originalmente incluidos en la citada TED/171/2020.

Se recomienda mantener en la fórmula de actualización empleada, referencias a índices de cotización de mercados europeos de gas, se aconseja revisar determinados valores asignados a instalaciones tipo concretas —en particular los correspondientes a las cogeneraciones a fuelóleo—, y se considera necesario modificar parte de la formulación propuesta para su completa adaptación a la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de gas natural.

VI. ANEXO 1: Adaptación de la metodología de actualización a los peajes de gas (formulación detallada)

44. El
45. muestra la fórmula incluida en la propuesta para estimar el coste de los peajes de acceso. Se ha añadido una explicación del significado de cada uno de sus términos y de las unidades en que se expresan:

Gráfico 1. Fórmula aplicable para determinar el coste de los peajes de acceso



Fuente: Propuesta de orden

46. En relación con el **coste medio de almacenamiento de GNL** la propuesta de orden establece su cálculo aplicando la siguiente fórmula:

$$C_{GNL} = \frac{7 \times TC_{GNLS} \times FC_s}{365} + 7 \times TV_{GNLS}$$

Donde:

- C_{GNL} :
- TC_{GNLS} : término fijo de capacidad del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/(kWh/día)/año.
- FC_s : factor de carga de la contratación de capacidad de almacenamiento de GNL, calculado como proporción entre la capacidad equivalente contratada diaria en el sistema gasista y el nivel diario medio de existencias en los almacenamientos de GNL.

- TV_{GNL} : término variable del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/kWh.

47. En la fórmula se mantienen los 7 días de almacenamiento promedio considerados en la IET/1345/2015, a diferencia de lo que resultaría de aplicar la Circular 6/2020. En particular, de acuerdo con el artículo 35 de la Circular 6/2020, y teniendo en cuenta la definición de capacidad contratada equivalente, la facturación del peaje de almacenamiento se puede expresar como:

$$F_{GNL} = TC_{GNL} \times Qc_{GNL}^e + TV_{GNL} \times V_{GNL}$$

Siendo:

- F_{GNL} : facturación por el peaje de almacenamiento de GNL
- TC_{GNL} : término de caudal del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/(kWh/día)/año
- Qc_{GNL}^e : Capacidad contratada equivalente de regasificación, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la Circular 6/2020, expresada en kWh/día y año.
- TV_{GNL} : término variable del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/kWh
- V_{GNL} : Suma de los volúmenes de gas almacenados en la última hora del día de gas de cada uno de los días incluidos en el periodo de facturación, expresado en kWh.

Teniendo en cuenta que, el factor de carga se define como:

$$FC_{GNL} = \frac{V_{GNL}/365}{Qc_{GNL}^e}$$

En consecuencia,

$$F_{GNL} = TC_{GNL} \times \frac{V_{GNL}}{365 \times FC_{GNL}} + TV_{GNL} \times V_{GNL}$$

Así, la formulación alternativa recomendada para el coste medio de almacenamiento de GNL para la totalidad de la demanda sería:

$$CM_{GNL} = \frac{F_{GNL}}{D_T} = \frac{V_{GNL}}{D_T} \times \left[TC_{GNL} \times \frac{1}{365 \times FC_{GNL}} + TV_{GNL} \right]$$

Siendo:

- CM_{GNL} : Coste medio de la demanda de GNL
- D_T : demanda total de gas natural, para el periodo correspondiente, calculada como la suma de la demanda de los consumidores conectados a redes de transporte y distribución, las exportaciones de gas natural con destinos a otros países, y la carga en cisternas.

48. En relación con el **coste medio de almacenamiento subterráneo**, la propuesta de orden establece la siguiente fórmula:

$$C_{ASS} = \frac{D_{RS}}{365} \times \left[TF_{ASS} + 0,3 \times \left(\frac{T_{IS}}{365} + \frac{T_{ES}}{365} + TV_{ENS} + TV_{SAS} \right) \right]$$

Siendo,

- C_{ASS} : coste medio de almacenamiento subterráneo, expresado en €/kWh
 - DR_s : número de días de existencias mínimas de seguridad que determine la normativa vigente.
 - TF_{ASS} : término fijo de capacidad del canon de almacenamiento subterráneo expresado en €/(kWh/día)/año.
 - T_{IS} : canon de inyección en los almacenamientos subterráneos expresado en €/(kWh/día)/año.
 - T_{ES} : canon de extracción en los almacenamientos subterráneos expresado en €/(kWh/día)/año.
 - TV_{ENS} : término variable del peaje de entrada de la red de transporte, expresado en €/kWh.
 - TV_{SAS} : término variable de volumen del peaje de salida de la red de transporte, expresado en €/kWh.
49. El mantenimiento de existencias mínimas de seguridad no necesariamente requiere inyectar o extraer anualmente la totalidad de dicho gas. Cabría inyectar o extraer únicamente la diferencia entre las obligaciones de almacenamiento de un año respecto a las de año anterior¹⁸. De la fórmula propuesta parece deducirse que no hay una variación respecto a la demanda del ejercicio anterior, por lo que no procedería aplicar la facturación de los

¹⁸ Es decir, bastaría o bien inyectar, o bien extraer gas, si la demanda del consumidor fuera diferente a la del año anterior, pero no ambas operaciones simultáneamente.

términos fijos de inyección y extracción y los términos variables de entrada y salida de la red de transporte.

50. Así, de acuerdo con lo establecido en el artículo 39 del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre¹⁹, la facturación del canon de almacenamiento se puede expresar como:

$$FC_{AASS} = C_{AASS} \times Qc_{AASS}^e$$

Siendo:

- FC_{AASS} : facturación del canon de almacenamiento de GNL
 - C_{AASS} : canon de almacenamiento expresado en €/kWh/día/año
 - Qc_{AASS}^e : Capacidad contratada equivalente de almacenamiento, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 del Real Decreto 1184/2001
51. El Real Decreto 1716/2004, de 29 de diciembre²⁰, establece en su artículo 17 que los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural deberán disponer en todo momento de unas existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico proporcionales a sus ventas firmes en el año natural anterior, en consecuencia:

$$Qc_{AASS} = \frac{D_{RS} \times C_{n-1}}{365}$$

Siendo:

- Qc_{AASS} : capacidad de almacenamiento a contratar, en kWh/día
 - D_{RS} : número de días de existencias mínimas de seguridad que determine la normativa vigente.
 - C_{n-1} : Demanda del consumidor en el año n-1, expresada en kWh
52. Teniendo en cuenta que las existencias mínimas de seguridad, como establece el artículo 17 del RD 1716/2004, se deben mantener en todo momento, lo

¹⁹ Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17279>)

²⁰ Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2004-15457>)

óptimo es utilizar contratos anuales, por lo que la capacidad contratada es igual a la capacidad contratada equivalente, en consecuencia:

$$F_{AASS} = C_{AASS} \times \frac{D_{RS} \times C_{n-1}}{365}$$

53. Así, la formulación alternativa recomendada para el coste medio de almacenamiento subterráneo (CM_{AS}) resulta del cociente entre la facturación del canon de almacenamiento de GNL y el Consumo del año n (C_n)

$$CM_{AS} = \frac{F_{AASS}}{C_n} = \frac{1}{C_n} \times \left[C_{AASS} \times \frac{D_{RS} \times C_{n-1}}{365} \right]$$

Si se supone que el consumidor no modifica su consumo de un año respecto al anterior, es decir que $C_n = C_{n-1}$, entonces la fórmula se simplifica como:

$$CM_{AS} = C_{AASS} \times \frac{D_{RS}}{365}$$

En caso contrario, cabría facturar solo por la variación de existencias mínimas, es decir, en caso de un aumento de la demanda sobre la del ejercicio anterior cabría reconocer únicamente el coste medio de inyección, mientras que en caso de reducciones cabría reconocer únicamente el coste medio de extracción de los almacenamientos subterráneos. En ambos casos habría que contemplar el coste variable de entrada o salida de la red de transporte²¹.

²¹ En caso de aumento de la demanda, será necesario inyectar en los almacenamientos la cantidad $C_n - C_{n-1}$ y, por tanto, contratar una capacidad de inyección (Q_c^i) para un día de gas:

$$Q_c^i = C_n - C_{n-1} = C_n - \frac{C_n}{\alpha} = C_n \times \left[1 - \frac{1}{\alpha} \right] \quad \text{Siendo: } \alpha = \frac{C_n}{C_{n-1}}$$

Por lo tanto, la facturación del peaje de inyección y de salida de la red de transporte, suponiendo por simplicidad que todo el gas se inyecta en un día, sería:

$$F_{IASS} = \left(C_n \times \left[1 - \frac{1}{\alpha} \right] \times C_I \times M_{d,i} \times \frac{1}{365} \right) + \left(C_n \times \left[1 - \frac{1}{\alpha} \right] \times TV_{SAS} \right)$$

Siendo:

- F_{IASS} : facturación por inyección en el AA.SS. y salida de la red de transporte
- $M_{d,i}$: multiplicador diario aplicable al contrato de inyección correspondiente al mes de marzo, dado que el requisito se debe cumplir entre el 1 de abril y del 31 de marzo del año siguiente.
- C_i : canon de inyección, expresado en €/kWh/día/año.

Por lo tanto, el coste medio de inyección (CM_i) sería igual

VII. ANEXO 2: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Ministerio de Consumo
- HISPACOOOP (Consejo de Consumidores y Usuarios)

Asociaciones:

- ACOGEN (Asociación Española Cogeneración)
- COGEN (Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración)
- HISPALYT (Asociación Española de Fabricantes de Ladrillos y Tejas)
- ADAP (Asociación de empresas para el desimpacto ambiental de los purines)
- ASPAPEL (Asociación Española de Fabricantes de Pasta, Papel y Cartón)

Empresas:

- SC HIDROENERGÍA IBÉRICA, S.L.U.,
- IGNIS ENERGÍA
- Red Eléctrica de España (en su calidad de transportista)

$$CM_I = \frac{FI_{ASS}}{C_n} = \frac{1}{C_n} \times \left[\left(C_n \times \left[1 - \frac{1}{\alpha} \right] \times C_I \times M_{d,i} \times \frac{1}{365} \right) + \left(C_n \times \left[1 - \frac{1}{\alpha} \right] \times TV_{SAS} \right) \right]$$

Obteniéndose:

$$CM_I = \left(\left[1 - \frac{1}{\alpha} \right] \times C_I \times M_{d,i} \times \frac{1}{365} \right) + \left(\left[1 - \frac{1}{\alpha} \right] \times TV_{SAS} \right)$$

Por el contrario, si la demanda del año n es inferior a la demanda de año n-1, será necesario extraer gas de los almacenamientos, por lo que de forma análoga:

$$CM_E = \left(\left[\frac{1}{\alpha} - 1 \right] \times C_E \times M_{d,e} \times \frac{1}{365} \right) + \left(\left[\frac{1}{\alpha} - 1 \right] \times TV_{END} \right)$$

Siendo:

- CM_E : coste medio de extracción de los AA.SS.
- $M_{d,e}$: multiplicador diario aplicable al contrato de extracción correspondiente al mes de marzo, dado que el requisito se debe cumplir entre el 1 de abril y del 31 de marzo del año siguiente.
- C_E : canon de extracción, expresado en €/kWh/día/año.

VIII. ANEXO 3: SÍNTESIS DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]