

Expdte. CIR/DE/003/19

Proyecto de Circular 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. Circular Peajes Gas

A LA SECRETARÍA DEL CONSEJO
DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

(calle Mayor, 79, 28013, Madrid)

D. JAVIER LÓPEZ NIETO, mayor de edad, con DNI n ° 16057971-S, actuando en nombre y representación de BAHÍA DE BIZKAIA GAS, S.L. ("**BBG**" o la "**Sociedad**"), según tengo acreditado ante esta Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ("**CNMC**") con domicilio a efectos de notificaciones en Punta Ceballos n ° 2, 48.508, Zierbena (Bizkaia), y en el correo electrónico javier.lopez@bbg.es, ante esta Comisión comparezco y, como mejor proceda en Derecho, **DIGO**:

1. Que, con fecha 12 de febrero de 2020, la CNMC ha publicado por segunda vez el "Proyecto de Circular 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" (el "**Proyecto**", o el "**Proyecto de Circular de Peajes de Gas**"), a la vista del Dictamen del Consejo de Estado 30/2020, de 6 de febrero. El Dictamen del Consejo de Estado habría reprochado la falta de publicidad del Proyecto tras el cambio introducido en los peajes de entrada a la red de transporte troncal desde las plantas de regasificación, lo que obliga a un nuevo trámite de información pública y de consultas en aplicación del Reglamento (UE) 2017/460. Con la publicación del Proyecto, la CNMC otorga nuevo plazo de dos meses para realizar alegaciones.

2. BBG no ha tenido acceso al Dictamen del Consejo de Estado, que no ha sido publicado. El contenido del Dictamen se conoce únicamente por la referencia que a él hace la Memoria que acompaña al Proyecto. De esa información se concluye que el Dictamen no ha entrado en el fondo del Proyecto que, en consecuencia, se ha publicado prácticamente con el mismo contenido remitido al Consejo de Estado, excepto por la disposición transitoria cuarta añadida.

Sin embargo, este nuevo trámite de información pública **puede permitir a la CNMC reflexionar sobre algunas cuestiones que no han sido suficientemente valoradas y que podrían ser objeto de mejora en la versión final del Proyecto.**

A tal fin, dentro del plazo de dos meses otorgado, mediante el presente escrito, BBG formula las siguientes

CONSIDERACIONES SOBRE EL PROYECTO DE CIRCULAR DE PEAJES DE GAS

PRIMERA. La Memoria del Proyecto contiene un análisis normativo insuficiente que aconseja posponer la aprobación y entrada en vigor del Proyecto

1. Con carácter previo a cualquier otra consideración, esta Sociedad se ve obligada a destacar el momento trascendental en el que se encuentra el mercado gasista. El **Proyecto** es una de las siete circulares que pretenden reestructurar el sistema gasista.

Además del Proyecto, se han aprobado las circulares por las que se establecen la metodología y condiciones de **acceso** y asignación de capacidad en el sistema de gas natural ("**Circular 8/2019**"); por la que se establecen las **normas de balance** de gas natural ("**Circular 2/2020**"); por la que se establece la metodología para determinar la **retribución de las instalaciones de transporte** de gas natural y de las plantas de gas natural licuado ("**Circular 9/2019**"); por la que se establece la metodología de **cálculo de la tasa de retribución financiera** de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural ("**Circular 2/2019**"); por la que se establece la metodología de **retribución del gestor técnico** del sistema gasista ("**Circular 1/2020**"); y por la que por la que se establece la metodología para determinar la **retribución de la distribución** de gas natural ("**Circular 4/2020**").

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

otorgó a esta CNMC competencias para establecer circulares, previo trámite de audiencia, con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética (artículo 3 del Real Decreto-ley 1/2019. Estas competencias se han otorgado sin perjuicio de las que conserva el Gobierno, a través del Ministerio de Transición Ecológica ("MITECO") sobre el mismo mercado. En ejercicio de la habilitación competencial aprobada por el RD-Ley 1/2019, la CNMC ha elaborado las circulares mencionadas, y, entre ellas, el Proyecto.

Sin embargo, las circulares han tenido una amplia contestación por todos los operadores, según ha podido comprobarse en el trámite de información pública, y en los recursos judiciales presentados por algunos operadores.

El conjunto de la reforma presenta problemas estructurales que pueden apreciarse también en el conflicto de competencias que se ha planteado entre el MITECO y la CNMC al menos en dos de las siete circulares para la reforma del mercado del gas: precisamente el Proyecto objeto de estas alegaciones, y la Circular 9/2019, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, con la que el Proyecto guarda íntima relación. La Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del RD-Ley 1/2019 ha debatido sobre el Proyecto de Circular de Retribución de Transporte de Gas Natural y Plantas de Gas Natural Licuado, ya aprobada (Circular 9/2019), y sobre el Proyecto de Peajes.

2. Insuficiencia del trámite de audiencia toda vez que falta el desarrollo normativo mínimo para la compresión del Proyecto

El Proyecto infringe el **artículo 133** de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común ("LPAC") cuando exige que la consulta, audiencia e información públicas se realicen de forma tal que los potenciales destinatarios de la norma y quienes realicen aportaciones sobre ella tengan la posibilidad de emitir su opinión, para lo cual deberán ponerse a su disposición los documentos necesarios, que serán claros, concisos y reunir toda la información precisa para poder pronunciarse sobre la materia.

Esa falta de información es manifiesta porque **falta un elemento esencial: la aprobación de las normas con las metodologías de peajes y cargos, su aplicación posterior para establecer los valores concretos para el primer período, y la regulación de un régimen transitorio claro a los efectos de garantizar que el impacto conjunto pueda ser valorado adecuadamente y la repercusión en los agentes sea gradual.** Así lo recoge expresamente el Acta de la reunión de la Comisión de Cooperación mantenida el 7 de enero entre la CNMC y el MITECO, **sin que ni en la Memoria, ni en el Proyecto ahora publicado se haya contemplado ese impacto.**

Como consecuencia de las discusiones competenciales entre MITECO y CNMC, ha desaparecido la Disposición transitoria primera del proyecto inicialmente sometido a información pública que se refería a la “entrada en funcionamiento de las liquidaciones”. En su lugar, las actuales Disposiciones transitorias primera a tercera hacen una remisión a la resolución por la que se establezcan los valores de los peajes que debe ser aprobada por la CNMC y a la necesidad, pendiente, de aprobar el procedimiento para trasladar las variaciones de precios durante el período transitorio.

Por tanto, **faltan elementos esenciales del nuevo esquema de peajes** y existe una clara incertidumbre sobre el régimen aplicable hasta la aprobación de esos elementos complementarios definitivos.

Con lo anterior resulta evidente para esta Sociedad, en la línea apuntada por el Acta de la Comisión de Cooperación (página 7), que **no puede entenderse cumplida la obligación de audiencia prevista en el artículo 133 de la LPAC.**

Debe **celebrarse nuevo trámite de audiencia del Proyecto una vez que la CNMC haya elaborado, y el MITECO haya informado, las resoluciones de aprobación de valores concretos y el procedimiento para trasladar las variaciones de precios durante el período transitorio.**

3. Insuficiencia del análisis del impacto normativo del Proyecto

El apartado 5 de la Memoria que acompaña al Proyecto se refiere al impacto normativo. Sin embargo, el análisis es incompleto, y obliga a una reconsideración del Proyecto.

El apartado 5 de la Memoria recoge un listado de las “normas afectadas”, pero se trata de un listado genérico e insuficiente. Como consecuencia de las insistentes alegaciones de ésta y otras sociedades, la Memoria de este Proyecto ha sido más detallada e incluye algunos apartados concretos de las normas que se verán afectadas. Sin embargo, el listado no es exhaustivo y antes de él, se hace la advertencia de que “*la Circular deja sin efectos cualquier disposición normativa desarrollada con anterioridad que se oponga a lo dispuesto en la misma*”.

A esta falta de concreción se une la vulneración del principio de jerarquía normativa y la inseguridad jurídica que genera la falta de una derogación expresa por parte del Gobierno de las normas afectadas, tal y como ya ha recomendado insistentemente el Consejo de Estado (apartado 4 siguiente de este escrito).

La insuficiencia del trámite de audiencia y la incompleción del análisis de impactos son algunos de los efectos indeseados de la aceleración de la reforma del mercado sin la consideración de todos los elementos concurrentes en una modificación del sistema de este calado. Es pertinente reconsiderar el Proyecto y plantearlo de manera conjunta con el resto de modificaciones necesarias para materializarlo, de manera que la audiencia dada tanto a las varias Administraciones implicadas como a los operadores sea real y no esté sesgada por la falta de concreción de algunos elementos de esa reforma.

4. Vulneración del principio de seguridad jurídica. Se desconocen las disposiciones derogadas por el Proyecto y se vulnera el principio de jerarquía normativa. Imposibilidad de aplicar la circular mientras existan en el Ordenamiento normas jurídicas de rango superior contrarias al Proyecto y no expresamente derogadas

El principio de seguridad jurídica obligado por el artículo 129 de la LPAC, sobre principios de buena regulación, se infringe por el Proyecto. Consciente de ello, el Proyecto ha eliminado ahora la disposición derogatoria que sí contenía inicialmente. Pero esta eliminación no resuelve el problema. La disposición derogatoria inicial no identificaba las concretas normas que serán derogadas por el Proyecto del Circular, y ahora ni siquiera hay disposición derogatoria. Por tanto, el resultado es que se

desconocen las concretas normas reglamentarias que seguirán vigentes tras la entrada en vigor del Proyecto.

A ello hace referencia el apartado 41 de la Resolución de 28 de julio de 2005, de la Subsecretaría, por la que se da publicidad al Acuerdo del Consejo de Ministros, de 22 de julio de 2005, por el que se aprueban las Directrices de técnica normativa. Para salvaguardar la seguridad jurídica, esta Directriz prevé que las disposiciones derogatorias sean precisas y expresas, e indiquen tanto las normas o partes de ellas que se derogan como las que se mantienen en vigor, evitando cláusulas genéricas de derogación del derecho vigente que en ningún caso pueden sustituir a la propia enunciación de las normas derogadas.

En el caso del Proyecto, no se trata sólo de la infracción de una “directriz de técnica normativa”, sino del incumplimiento de los principios de seguridad jurídica y jerarquía normativa (artículo 9 de la Constitución, y artículo 129 de la LPAC).

Con la eliminación de la disposición derogatoria, el Proyecto quiere superar la infracción advertida por el Consejo de Estado, consistente en la imposibilidad de que una circular de la CNMC pueda derogar una norma reglamentaria emanada del Gobierno. A ello se refiere la exposición de motivos del Proyecto donde se recoge la intención de elaborar una tabla de vigencias.

La convivencia de normas reglamentarias que puedan ser contrarias al contenido del nuevo Proyecto, sin su previa derogación, y mientras no se apruebe al menos esa tabla de vigencias, con lo impropio y cuestionable de su técnica jurídica, genera una inseguridad jurídica que obliga a no aprobar el Proyecto mientras no se proceda a la previa depuración del Ordenamiento que le resulta contrario, o al menos, a una depuración simultánea a la fecha de entrada en vigor del Proyecto.

La inseguridad jurídica es evidente toda vez que ni siquiera esta Autoridad Reguladora ha podido determinar con claridad qué normas y concretas disposiciones son contrarias o pueden generar confusión con respecto al nuevo Proyecto, y la Memoria contiene sólo un listado ejemplificativo. En estas circunstancias, desplazan la responsabilidad a los operadores y administrados que, junto con la incertidumbre por la falta de desarrollo de los aspectos que son necesarios para la aplicación del Proyecto,

tendrán que convivir con varias normas opuestas o con la confusión en muchos casos de no poder determinar si son efectivamente contrarias o complementarias, si deberían aplicarse conjuntamente, etc.

Es por tanto imprescindible para la aprobación del Proyecto que se concreten con exactitud las previsiones normativas que serán objeto de derogación total y parcial, así como que el órgano con capacidad reglamentaria de la que emanó aquella norma las derogue.

La inseguridad jurídica que genera el Proyecto no puede verse suplida por el apartado 5 de la Memoria que acompaña al Proyecto. En primer lugar, porque es evidente que la Memoria no tiene carácter normativo, no integra el Ordenamiento, y no puede suplir las carencias del Proyecto. Pero, sobre todo, porque tampoco la Memoria concreta las normas derogadas. Habla de normas afectadas, pero **ni identifica el alcance de tal afección, ni en todo caso podría hacerlo porque la CNMC carece de competencias** para derogar o “desplazar” los reales decretos y órdenes ministeriales identificados en la Memoria.

5. Conviene incidir en que los principios de buena regulación y resto de previsiones para dictar normas reglamentarias y otras disposiciones regulados en los artículos 127 y siguientes de la LPAC sí resultan directamente aplicables al Proyecto y, en general, a las circulares normativas que apruebe la CNMC.

Así lo admite la propia Memoria del Proyecto, en cuyo apartado 3 establece expresamente que el desarrollo de la Circular “*se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015*” (pág. 6). No obstante, pese a admitir su aplicación teórica, en la práctica, por las razones expuestas en los apartados 2 a 4, consideramos que el Proyecto no respeta todos esos principios.

Además, tan aplicable es el artículo 129 de la LPAC, como las previsiones del artículo 133 del mismo cuerpo legal, sobre participación de los ciudadanos en el procedimiento de elaboración de normas con rango de Ley y reglamentos. Las autoridades independientes como la CNMC están incluidas en el ámbito de aplicación de la LPAC (artículo 2.2.a)), los artículos 127 y siguientes de la LPAC no exceptúan su aplicación general para las autoridades independientes, y el artículo 110 de la LRJSP

prevé la aplicación de la LPAC a las autoridades independientes siempre que no sea incompatible con su naturaleza y autonomía, incompatibilidad que no se da en este caso. El establecimiento de trámites adicionales o distintos a los contemplados en la LPAC para la aprobación de disposiciones normativas, deberán justificarse atendiendo a la singularidad de la materia o los fines perseguidos, y tal justificación no existe, ni ha sido aducida por el Informe jurídico de la CNMC sobre el Proyecto.

Por tanto, las previsiones descritas sobre seguridad jurídica, transparencia, eficiencia y trámite de audiencia son aplicables a las disposiciones normativas de la CNMC. Con mayor razón los principios de seguridad jurídica y jerarquía normativa establecidos en el artículo 9.3 de la Constitución.

6. En conclusión, es necesario reconsiderar el Proyecto de Circular para que pueda valorarse teniendo en cuenta todos los cambios que serán necesarios en el Ordenamiento. En otro caso, el trámite de audiencia otorgado seguirá siendo parcial e insuficiente y, en consecuencia, contrario a los principios y requisitos establecidos en los artículos 127 y siguientes de la LPAC.

La seguridad jurídica se ve también comprometida si se siguen conviviendo en el Ordenamiento jurídico normas de rango superior contrarias a lo dispuesto en el Proyecto.

Además de esta observación general, BBG no puede dejar de realizar algunas observaciones al articulado del Proyecto. El Proyecto supone una reforma de la metodología existente para la determinación de los peajes a partir del coste reconocido de los titulares de infraestructuras gasistas de transporte, distribución y regasificación. En la medida en que el Proyecto afecta a aspectos relevantes para BBG, procede a efectuar las siguientes consideraciones sobre el articulado.

SEGUNDA.- El Proyecto es desfavorable para el Gas Natural Licuado (GNL): no refleja los beneficios que el GNL y las plantas de regasificación proporcionan al sistema. Se propone que los costes asociados al stock de seguridad se recuperen a través del

peaje de entrada a la red troncal y que se utilice un término fijo ligado a la capacidad de entrada

1. En primer lugar, el Proyecto sigue siendo contrario a las directrices de política energética

De acuerdo con el RD-Ley 1/2019, el Proyecto debe necesariamente cumplir con las orientaciones de política energética aprobadas por la Orden TEC/406/2019. En el punto 1 del apartado quinto de la Orientaciones, se dispone que:

*"La metodología de cálculo de los peajes y cánones debería **fomentar el uso de las infraestructuras existentes** para preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.*

*En el caso de la actividad de las plantas de gas natural licuado y respetando las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado la metodología de peajes y cánones **debería fomentar su uso frente a otras plantas internacionales con las que compita, teniendo asimismo en consideración su aportación a la seguridad de suministro y que parte de las inversiones en estas instalaciones, puedan ser recuperadas por el uso de otras infraestructuras del sistema. Se debería perseguir como objetivo que los usuarios que introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado, no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales**".*

Como consecuencia del Informe de MITECO y la reunión de la Comisión de Cooperación, la Memoria prevé ahora que los peajes de regasificación disminuyan un 14,0% en lugar de incrementarse un 20,7% como se plasmaba en la Memoria presentada a consulta pública el pasado septiembre. Sin embargo, esta mejora es **artificial**. No obedece a un incentivo de uso de las infraestructuras y plantas existentes, como dispone la directriz, sino a un **incremento sustancial en las previsiones de regasificación** para las plantas de GNL, superior en un 56% respecto a lo previsto en la Memoria sometida a consulta pública en septiembre. De no cumplirse estas previsiones -que suponen unas producciones de plantas superiores en un 40% al promedio del último periodo regulatorio 2014-2019-, el resultado será el mismo desincentivo que advierte el Informe de MITECO sobre el Proyecto, porque se volverá al escenario inicial con un **incremento en el peaje de regasificación, cercano al 50%**.

En conjunto, por tanto, el Proyecto no favorece el uso del GNL respecto de las entradas por gasoducto, lo que resulta contrario a la exigencia de que *"los usuarios que*

introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales".

2. El Proyecto no refleja los beneficios que el GNL y las plantas de regasificación proporcionan al sistema

2.1. BBG valora positivamente la aplicación de un descuento de los peajes de transporte de aplicación a las entradas desde instalaciones de GNL a fin de aumentar la seguridad de suministro, tal y como recoge el artículo 9.2 del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas ("**Reglamento 2017/460**" o "**Código Red**").

No obstante, el descuento es significativamente inferior al incluido en el Proyecto para los almacenamientos subterráneos y las inyecciones de biogás, donde el descuento ha sido del 100% a las entradas a la red troncal desde almacenamientos subterráneos y del 50% a las inyecciones de biogás en las redes locales. BBG considera que este descuento es insuficiente y resultaría necesario un incremento sustancial del mismo para cumplir con la orientación de política energética del MITECO de fomentar el uso de las plantas de regasificación.

2.2. Alternativamente se propone crear un peaje de seguridad de suministro. El stock de seguridad calculado por la CNMC corresponde a costes incurridos con el objetivo de dimensionar la capacidad de almacenamiento de GNL según las exigencias de la planificación en materia de seguridad de suministro, fundamentalmente para hacer frente a contingencias meteorológicas. **Todos los usuarios del sistema gasista se benefician de la aportación de las plantas de GNL a la seguridad de suministro.** En consecuencia, los costes asociados deberían repercutirse a través de un peaje sobre toda la demanda transportada, no sólo sobre los usuarios de GNL.

El stock de seguridad se corresponde con la capacidad de almacenamiento que debe disponer una planta para hacer frente a la demanda no interrumpible durante el número de horas máximo que la planta pueda estar sin recibir GNL por causas no gestionables (normalmente el cierre de los puertos de origen y/o de destino).

Este stock de seguridad viene determinado en la IT-CPC-P02 – “Criterios para la determinación de las existencias mínimas de seguridad en Plantas de Regasificación”, elaborada por el GTS con la colaboración de las plantas de GNL. En ella, se establecen los criterios a utilizar para determinar la cantidad a considerar como existencias mínimas de seguridad en cada una de las plantas de regasificación del sistema. Estas cantidades se calculan mensualmente por el GTS y se tienen en cuenta en la elaboración de los Planes de Operación del Sistema.

Por tanto, la determinación del stock de seguridad debería calcularse con base en las existencias mínimas de seguridad a mantener en cada una de las plantas. En la medida en que estas existencias sirven para garantizar el suministro a toda la demanda nacional y son las existencias mínimas a mantener en las plantas de GNL en cada momento, el coste asociado debería estar soportado por toda la capacidad de entrada. En consecuencia, **se debería determinar el almacenamiento necesario para cubrir dicho stock de seguridad y descontar de la retribución esa cantidad, aplicándola a toda la capacidad de entrada.**

Si sólo los usuarios de las plantas de regasificación sufragan estos costes, que es lo que se contempla en el Proyecto, con un insuficiente incentivo introducido a través de la aplicación del descuento del 13.9%, la consecuencia será triple:

- 1) Los **usuarios de las plantas subsidiarán a los demás usuarios del sistema**, que se benefician igualmente de la seguridad que aportan las plantas, lo cual no resulta coherente con el objetivo de evitar subsidios cruzados entre grupos de consumidores, según el principio de eficiencia utilizado por la CNMC (art. 3 del Proyecto).
- 2) Enfrentados a tener que sufragar todos los costes de la seguridad de suministro que se aporta a los usuarios que no usan GNL, **los usuarios de las plantas reducirán el uso de las mismas** respecto del uso que harían si se enfrentaran a una señal de precio que reflejara los costes que causan al sistema (neto de los beneficios que también causan), lo que es incongruente con el principio de causalidad que el Proyecto dice seguir a la hora de asignar costes

- 3) Los usuarios de conexiones internacionales por gasoducto, al no financiar los costes asociados a la seguridad de suministro que aportan las plantas de regasificación, pero de la que se benefician, tenderán a hacer un uso ineficientemente elevado de dichas conexiones, lo que no sólo resulta en una ineficiencia para el sistema en su conjunto, sino también en una **menor seguridad de suministro** (puesto que reduce la demanda de GNL).

Además, la disminución de la producción desde las plantas de GNL resultaría en un incremento de los peajes de regasificación con el actual modelo, con el consiguiente impacto adicional en la seguridad de suministro.

Para evitar estas ineficiencias, sería mucho más coherente establecer un **peaje de seguridad de suministro sobre toda la demanda de transporte o la capacidad** de entrada para reflejar estos costes. Se trata de un servicio que los tanques de GNL prestan a toda la demanda de gas y no sólo a los usuarios de las plantas.

Al tratarse de costes hundidos, podrían tener el mismo tratamiento que el peaje para recuperar otros costes de regasificación, que ya incorporan otros costes hundidos (como El Musel).

Se propone, por tanto, que **los costes asociados al stock de seguridad no se incluyan dentro de los costes a recuperar por los servicios de las plantas de regasificación, sino que se recuperen a través del peaje de entrada a la red troncal y que se utilice un término fijo** ligado a la capacidad de entrada a la red de transporte.

2.3. En definitiva, BBG valora positivamente la aplicación de un descuento de un 13,9% a los peajes de transporte de aplicación a las entradas desde instalaciones de GNL a fin de aumentar la seguridad de suministro. Sin embargo, el descuento es insuficiente, y debe incrementarse sustancialmente para **lograr el objetivo de fomentar su uso frente a otras plantas internacionales** con las que compita, tal y como recoge el **apartado quinto de la Orden TEC/406/2019 o, alternativamente, complementarlo con un peaje de seguridad de suministro** aplicable a todas las entradas a la red troncal.

TERCERA. - El Proyecto penaliza a BBG que genera unos costes inferiores para el sistema. Se propone que el coste asociado al exceso en capacidad de almacenamiento y de vaporización se repercuta sobre toda la demanda de transporte

1. BBG causa menos costes que otros puntos de entrada a la red troncal

En el caso del transporte, la metodología de peajes propuesta se basa en el modelo de capacidad ponderada por distancia (modelo CWD) según el Código de Red europeo. La CNMC ha adoptado y diseñado un modelo de tipo CWD y ha reflejado sus resultados como punto de partida. La CNMC considera que este modelo es el más adecuado para España, debido a las características de la red gasista española y en comparación con otros modelos alternativos empleados en otros países europeos. En la página 36 de la Memoria se afirma claramente que: *"En el caso español, en el que la red de transporte es mallada y cuenta con un exceso de capacidad relevante, se considera que la metodología que mejor refleja los costes es la de capacidad ponderada por distancia [...]"*.

La idea central de este enfoque es reflejar los costes que el uso de distintos puntos de entrada y salida causa al sistema en su conjunto. Es importante observar que, debido a su localización, la aplicación de esta metodología implica que la entrada a la red de transporte por el norte de España sería bastante más barata que la entrada por el sur de España, excepto en el caso de la planta de Reganosa (véase Memoria, Gráfico II.1, p. 221 que se reproduce a continuación).

Map of the Iberian Peninsula showing the distribution of the Spanish Air Force (Fuerza Aérea Española) in 1995. The map highlights the locations of various military units, including PR (Regimiento de Policía), CI (Comando en Jefe), AS (Ala de Asalto), and Yac (Yugoslavia). Each unit is associated with a specific location and a numerical value, likely representing the number of personnel or aircraft. The map also shows major cities and transportation routes.

Unit	Location	Value
PR	MUGARDOS	309,91
PR	BILBAO	183,64
AS	Gaviota	181,39
CI	Biriatou	203,18
CI	Larrau	186,24
PR	BARCELONA	186,87
CI	Tuy	354,28
Yac	Viura	145,36
AS	YELA	156,49
PB	Madrid	154,49
CI	Badajoz	315,11
Yac	Marismas	256,45
PR	Huelva	268,17
Yac	Poseidón	264,26
PR	SAGUNTO	162,00
PR	CARTAGENA	210,70
CI	Medgaz	245,97
CI	Tarifa	272,38

Como consecuencia de este tipo de modelo, el Proyecto propone que el término de capacidad del peaje para la entrada desde Francia (VIP Pirineos) esté aproximadamente un 30% por debajo del término de capacidad del peaje de entrada por Tarifa.

Sin embargo, el Proyecto omite que esas mismas diferencias de coste de entrada por el Norte o Sur de la Península existen entre distintas plantas de regasificación (por ejemplo, entre Bilbao y Huelva). El Proyecto considera que, en el modelo del tanque único, deben “ajustarse” los resultados del modelo CWD de forma que se pierda toda diferenciación entre las distintas plantas. Este ajuste consiste en “postalizar” la entrada desde plantas de regasificación a la red de transporte. La implicación práctica de este “ajuste” es que el coste de entrada a la red de transporte es independiente de la planta en la que se ha regasificado el GNL.

DG-ET-0007-20

Sin embargo, todo ello lleva a una **ineficiencia** clara: los usuarios de la planta de BBG, causan menos costes al sistema que los usuarios de otras plantas de regasificación (excepto Sagunto), pero no se benefician de ninguna manera de ello. Si el peaje de uso de BBG se aumenta artificialmente para subsidiar los mayores costes que suponen otras plantas, ello llevará a una reducción de la utilización de BBG respecto de otras plantas y, por tanto, a una estructura de entradas a la red de transporte ineficiente.

Por tanto, el enfoque de la CNMC es contradictorio. Por un lado, se adopta el modelo CWD para buscar eficiencia porque este modelo permite asociar costes de entrada con el peaje de transporte en ese punto para dar señales en función de la distancia. Sin embargo, a pesar de reconocer que ello implica diferencias entre cada punto, se propone "postalizar" las entradas a la red desde plantas de GNL porque lo exige el modelo de tanque único que no diferencia entradas en la red de transporte desde tanques individuales.

La conclusión es que, por mucho que la metodología de costes medios tenga inconvenientes, el Código Red europeo (Reglamento 2017/460) en ningún modo prevé que su aplicación práctica lleve a peajes que reflejen tan mal los costes que los usuarios ocasionan al sistema, y aún menos cuando el pretendido objetivo sería adoptar como criterio el reflejo de costes.

Esta incoherencia e ineficiencia se puede evitar mediante una de las dos siguientes alternativas para eliminar la "postalización" del peaje de entrada a la red troncal desde plantas de regasificación.

- 1) Dentro del modelo de tanque único, si se incluyen los **descuentos en el peaje de descarga** o se permiten servicios localizados de regasificación que reflejen los costes diferenciales de entrada a la red de transporte por planta; o
- 2) Desechar el modelo de tanque único, lo que implica además de modificar el proyecto, revisar alguna de las Circulares ya aprobadas, porque es dudoso que la postalización propuesta contribuya a aumentar la utilización de las plantas de GNL, y tanto menos si, al mismo tiempo impone peajes de transporte ineficientes que incrementan los peajes de usar las plantas que

imponen menos costes al sistema. El modelo de tanque único impediría, en este sentido, que el Proyecto de Circular de metodología de peajes reflejara costes.

2. Los costes asociados al exceso de capacidad desincentivan el uso de las plantas de GNL

Incluso considerando el incremento sustancial en las previsiones de utilización de las plantas de regasificación para el próximo periodo regulatorio que la CNMC ha incluido en la Memoria del Proyecto, continuará habiendo un exceso de capacidad significativo, exceso que será mayor de no cumplirse esas óptimas previsiones.

Aunque se trata de capacidad disponible para los usuarios, diseñar peajes de uso que recuperen costes hundidos asociados a capacidad que no se espera utilizar supone un **desincentivo al uso de las plantas de GNL**, lo que no es congruente con el objetivo de fomento perseguido en las Orientaciones de política energética. Para evitarlo, los costes asociados al exceso de capacidad que previsiblemente continuará habiendo, deberían repercutirse a todos los usuarios del sistema, con independencia de que dicho cálculo pueda revisarse a lo largo del periodo regulatorio si las previsiones de utilización se modifican significativamente.

Por ello, **se propone que el coste asociado a dicho exceso en capacidad de almacenamiento y de vaporización se repercuta sobre toda la demanda de transporte**, de forma análoga a los costes hundidos considerados para la recuperación de otros costes de regasificación.

Ello es coherente con el enfoque propuesto por la CNMC para la asignación de costes de la red de transporte (pág. 36 de la Memoria, ya citada):

" Como ya se indicó, en el caso español, en el que la red de transporte es mallada y cuenta con un exceso de capacidad relevante, se considera que la metodología que mejor refleja los costes es la de capacidad ponderada por distancia, en la medida en que introduce señales de precios diferenciadas sin necesidad de implementar un modelo complejo y de difícil comprensión para los agentes, como el de la metodología matricial" .

Es decir, que cuando existe exceso de capacidad en la red de transporte la metodología CWD refleja el impacto diferencial entre puntos de entrada, pero el nivel de los peajes se puede escalar para que resulte suficiente desde el punto de vista

recaudatorio. Para que dicho escalado sea neutral es necesario que los costes asociados al exceso de capacidad de las plantas de regasificación se repartan con el mismo criterio entre toda la demanda de transporte. De lo contrario se penalizaría a los usuarios de las plantas de regasificación. La situación es equivalente a aquella en que los costes asociados al exceso de capacidad de la red de transporte se recuperaran sólo a través de ciertos puntos de entrada, pero no de otros, lo cual no tendría sentido y en efecto no parece encajar con el Proyecto de la CNMC en caso del transporte.

CUARTA. - El Proyecto no debe desfavorecer el uso de las plantas y debe favorecer la rotación del GNL. Asignación del coste de almacenamiento diferenciándolo de la flexibilidad

El stock de flexibilidad logística se corresponde con la capacidad que debe tener el tanque para permitir la descarga de barcos y la vaporización y carga en cisternas necesaria para satisfacer la demanda (pág. 120 de la Memoria).

En el Proyecto se ha considerado el stock de flexibilidad logística como la diferencia entre la capacidad de los tanques, por un lado, y el gas talón y la cantidad asignada al stock de seguridad por otro. El Proyecto asigna el coste asociado con el stock de flexibilidad logística a la vaporización y la carga de cisternas (véase cuadro 70, pág. 125 de la Memoria).

Sin embargo, con base en la definición considerada por la CNMC, el stock de flexibilidad logística debería ser el almacenamiento necesario para descargar un buque de tamaño medio en cada planta, que en la actualidad viene a ser de unos 150.000 m³ de GNL, equivalente a unos 1.000 GWh de capacidad, siendo este stock de flexibilidad atribuible asimismo a otros servicios como carga o descarga de buques, vaporización, carga de cisternas y trasvase de GNL a buque o puesta en frío. Como se observa en el cuadro siguiente, el stock de flexibilidad logística así calculado asciende al 26,55% de la capacidad de los tanques.

Gestión de stock de flexibilidad en plantas

	Cap. Tanques	Flexibilidad logística
GWh	GWh	GWh
Barcelona	5.206,00	1.000,00
Cartagena	4.020,95	1.000,00
Huelva	4.178,50	1.000,00
Bilbao	3.078,00	1.000,00
Sagunto	4.059,00	1.000,00
Mugardos	2.055,00	1.000,00
TOTAL	22.597,45	6.000,00

Almacenamiento promedio mensual necesario para stock de flexibilidad	6.000,00	26,55%
---	-----------------	---------------

La diferencia entre la capacidad de los tanques, el stock de seguridad y el stock de flexibilidad logística corresponde exclusivamente a un **servicio de almacenamiento de GNL**. Este almacenamiento aporta flexibilidad a las comercializadoras para adaptarse a su demanda y les permite beneficiarse de precios superiores en un momento posterior, correspondiéndose, por tanto, con un servicio de almacenamiento, no atribuible a otros servicios como vaporización o carga de cisternas. El coste asociado con esta diferencia debe, por tanto, asignarse al servicio de almacenamiento de GNL, una vez descontado el almacenamiento asociado a la seguridad de suministro (que debe asignarse a toda la demanda de transporte) y el coste correspondiente a la flexibilidad logística (que equivale al 26,55% del coste de los tanques de GNL).

Para fomentar la liquidez del PVB deben establecerse unos **peajes de regasificación competitivos** que, a su vez, **contribuyan a un mayor uso de las infraestructuras**. El hecho de imputar costes de almacenamiento al servicio de regasificación supone **una subvención cruzada a favor del almacenamiento, desincentivando el uso de este servicio y disminuyendo la rotación de GNL**.

QUINTA. - El peaje de carga de cisternas no refleja el coste de actividad

De acuerdo con el Proyecto, el peaje de carga de cisternas se reduce, cuando tal y como se ha reflejado en el desglose de costes remitido por BBG año tras año, **el coste**

de la actividad de carga de cisternas es muy superior (cerca de un 400% superior) a la retribución asociada a ese servicio.

Se debería revisar, por tanto, la retribución de los cargaderos, que a su vez sirve para determinar los peajes de carga de cisternas, para **adecuar los peajes al coste de la actividad** en la medida en que este servicio requiere de una importante gestión logística y de personal, que se debería tener en cuenta en la metodología de peajes y de retribución.

Adicionalmente, el Proyecto establece una disminución en los peajes de carga de cisternas del 35,1%, junto a un incremento de los peajes de regasificación del 6,8%, lo que puede dar lugar a que, para determinados consumidores, el suministro a través de cisternas de GNL resulte más rentable. Esto puede conllevar **desconexiones del gasoducto** con el impacto que ello ocasionaría en la recaudación de peajes de regasificación, transporte y distribución. Al mismo tiempo esto supondría un mayor riesgo en la carretera por la **circulación de mercancías peligrosas**, que podrían ser suministradas por canales más seguros, a través del gasoducto.

SEXTA. - El Proyecto carece de una valoración de impacto económico mínimamente suficiente

El apartado VIII.2 de la Memoria que acompaña el Proyecto se dedica al “impacto económico”. Este impacto está calculado sobre la base de hipótesis y simplificaciones que impiden una verdadera valoración del alcance del Proyecto. El Proyecto inicial sometido a información pública suponía encarecer relativamente los servicios de las plantas de regasificación con respecto, por ejemplo, a la conexión internacional con Francia. Sin embargo, ha bastado incrementar las previsiones de utilización de las plantas de GNL en más del 50% para presentar una disminución en los peajes de las plantas de GNL de más del 30% y, por tanto, aparentemente más competitivos que los presentados en la Memoria sujeta a consulta pública.

De no cumplirse estas muy optimistas previsiones recogidas en la Memoria, se producirá un encarecimiento de peajes para las plantas de GNL, lo que supone una pérdida de competitividad frente a otras plantas europeas.

El efecto lógico ante una variación de peajes de este tipo es un incremento del uso de las conexiones internacionales con Francia y una disminución de la actividad de regasificación. La situación de desventaja competitiva de las plantas de GNL se agravaría exponencialmente al estar soportando entre menos consumidores la mayor parte del coste de seguridad de suministro y flexibilidad logística que aportan las plantas de GNL y de la que se beneficia toda la demanda y los consumidores.

Sería conveniente que la CNMC revisara las previsiones de utilización empleadas y, ante la incertidumbre inevitable respecto del uso futuro de las instalaciones, se analizaran diversos escenarios, incluyendo alternativas donde la evolución relativa de las entradas se corresponda con la evolución en los precios relativos que se deducen de los nuevos peajes.

Finalmente, debemos resaltar que la Circular 9/2019 impone una importante disminución de la retribución de BBG, hasta el punto de poder comprometer la viabilidad de la sociedad. En ese escenario, la desaparición de la entidad supondría además agravar la seguridad del suministro puesto que desaparecería una Planta sobre la que el modelo asienta esa seguridad. Todo ello pese a ser una empresa eficiente, bien gestionada, y necesaria para el sistema. Este efecto negativo sobre la continuidad de empresas podría suponer costes adicionales o, alternativamente, riesgos en la seguridad de suministro, que no han sido contemplados en el Proyecto de peajes.

Por lo anterior, a esta CNMC

SOLICITO que tenga por presentado este escrito y, en su virtud, tenga en **consideración las observaciones expuestas en relación con el Proyecto de Circular** por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural **para realizar los cambios pertinentes en la versión final que se apruebe.**

En Zierbena, para Madrid, a 13 de abril de 2020.

