



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 14/2012 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE MODIFICA 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**

21 de junio de 2012

INFORME 14/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE MODIFICA 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

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 21 de junio de 2012, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

La propuesta de Orden tiene por objeto la modificación de la fórmula de determinación del coste de la materia prima para el cálculo de la TUR de gas natural, al efecto de que la ponderación del precio de las subastas en la fórmula del coste de la materia prima de la TUR, coincida con el porcentaje de demanda de gas de la TUR que se abastece mediante subasta.

Adicionalmente, la propuesta de Orden establece un incremento del 30% de los términos fijo y variable del peaje de trasvase de GNL a buques y, consecuentemente de los términos de facturación del peaje de trasvase de buque a buque.

Respecto de la propuesta de Orden se formulan las siguientes observaciones:

Primero. Se considera necesario insistir en que el cálculo del coste de la materia prima a partir de una fórmula determinada, en gran medida, reglamentariamente, no constituye la mejor solución al problema de la ausencia de señales de precios transparentes y representativos en el mercado mayorista español.

Por lo tanto, como ya se manifestó en el Informe de la CNE 2/2012, se reitera que la solución a la ausencia de precios transparentes en el mercado mayorista de gas en España reside en la introducción de un mercado organizado y de medidas de fomento de la liquidez del mismo en línea con el modelo de mercado europeo del gas ("*gas target model*") establecido por el grupo de reguladores europeos ERGEG.

Al respecto se indica que, el nivel de desarrollo de las infraestructuras de la red básica de gas natural, la regulación sectorial y el grado de competencia del mercado español de gas, hacen posible y recomendable el desarrollo de un *hub* de gas que dote de flexibilidad y liquidez a la gestión del gas natural, estimule la competencia y permita la aparición de un precio transparente del gas natural en España.

Segundo. En relación con la modificación de la fórmula de determinación del coste de la materia prima para el cálculo de la TUR de gas natural, la definición de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} definidos en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009 contempla la posibilidad general de que en la subasta destinada a adquirir parte del gas destinado a la tarifa de último recurso no se adjudique la totalidad del gas objeto de subasta. La modificación es consistente con las observaciones de esta

Comisión en su informe 15/2009 y permite adaptar, con carácter general, posibles resultados de las subastas y, en particular, la no adjudicación total del VOS, si fuera activado un mecanismo de precio de reserva o una regla de reducción de volumen incorporado en las reglas de la propia subasta.

A efectos de simplicidad, se propone definir de forma genérica los coeficientes β , de manera que en caso de modificar las cantidades de gas a subastar no sea necesario modificar de nuevo la Orden ITC/1660/2009.

Teniendo en cuenta la ausencia de señales de precios transparentes en el mercado mayorista de gas español, y la existencia de un número limitado de agentes vendedores en las subastas TUR de gas, debería valorarse la posibilidad de establecer varias subastas de manera que las entregas fueran solapándose, al objeto de disponer de más referencias de precios de cada producto y de fomentar la presión competitiva en la subasta (por menor volumen subastado en cada una de ellas), tal y como se recomendó en los informes de mejoras de las subastas TUR de gas aprobados por el Consejo de la CNE, así como en el propio Informe CNE 9/2010,

Tercero. En relación con el peaje de trasvase de GNL a buque, se considera que el incremento propuesto debería justificarse por el incremento de coste que la proliferación de operaciones de recarga supone para el sistema.

En este sentido, si la baja utilización de las plantas de regasificación y/o el incremento reciente de este tipo de operaciones supusiera un incremento del coste de estos servicios, se consideraría adecuada la citada modificación, si bien debería justificarse en la memoria explicativa, máxime teniendo en cuenta el escaso tiempo transcurrido entre la Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista, y la propuesta de Orden objeto del presente informe.

En relación con la necesidad de cubrir el déficit del sistema señalada en la exposición de motivos, esta Comisión puso de manifiesto en sus informes 40/2011 y 7/2012 la insuficiencia general de todos los peajes y cánones de las correspondientes propuestas de Ordenes de peajes y cánones.

Cuarto. Se propone que los CUR remitan a los representantes de la CNE en la supervisión de la subastas TUR de gas las previsiones de demanda y la demanda histórica de sus consumidores acogidos a las tarifas TUR.1 y TUR.2, aspecto necesario para cumplir con el mandato establecido para la CNE, como entidad supervisora de las subastas TUR de gas, en el artículo 13 de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, en el que se establece que la CNE *“evaluará las diferencias que se hubieran producido entre las previsiones de consumo, realizadas por los comercializadores de último recurso, y el consumo finalmente efectuado”*.

Quinto. Finalmente, se reitera la necesidad puesta de manifiesto en los informes 31/2011, 40/2011 y 7/2012 de modificar la Orden ITC/1660/2009 en lo relativo a la imputación del peajes de AA.SS en la TUR con anterioridad al 1 de noviembre de 2012 con objeto de incorporar el contenido de la Orden ITC/3128/2011.

1 ANTECEDENTES

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, introduce por primera vez la figura del suministrador de último recurso y define asimismo las tarifas de último recurso, habilitando al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de la tarifa de último recurso o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

En cumplimiento de lo anterior, el Ministerio dictó 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, en cuyo Capítulo III se establece el procedimiento de cálculo de la TUR.

Mediante la Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio, por la que se modifica 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, se procedió, por una parte, a actualizar las fórmulas publicadas para adecuarlas al incremento del número de subastas y, por otra parte, se introdujeron algunas modificaciones que afectan a las fórmulas de imputación de los peajes.

Por otra parte, la Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista modificó el importe de los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, al objeto de asegurar la viabilidad financiera del sistema gasista.

El día 14 de junio de 2012 se recibió, en la Comisión Nacional de Energía, la Propuesta de Orden por la que se modifica 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, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con la función cuarta, prevista en el punto 1 del apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, emita el correspondiente informe preceptivo por procedimiento de urgencia. Dicha documentación fue remitida el mismo día al Consejo Consultivo de Hidrocarburos para alegaciones.

En el Anexo del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2 CONSIDERACIÓN GENERAL

El principal objeto de la Propuesta de Orden es, en su artículo único, la modificación de la fórmula de determinación del coste de la materia prima para el cálculo de la TUR de gas natural.

Dicha modificación, tal y como se explica más adelante en este informe está en línea con las recomendaciones que, en su momento, realizó la propia CNE en su Informe 15/2009, de junio de 2009, a la introducción de la, entonces, nueva metodología de cálculo de la TUR.

No obstante, como consideración de carácter general, se insiste que el cálculo del coste de la materia prima a partir de una fórmula determinada, en gran medida, reglamentariamente, no constituye la mejor solución al problema de la ausencia de señales de precios transparentes y representativos en el mercado mayorista español. Esto es así por dos razones fundamentales:

- La fórmula está basada en estimaciones y supuestos realizados por el regulador sobre aspectos claves del coste de aprovisionamiento de gas, tales como la proporción y los niveles de precios de los suministros de corto y largo plazo, el grado de flexibilidad de los aprovisionamientos y los riesgos que incurren los importadores/comercializadores en su actividad. Por muy cuidadosa y robusta que pueda ser la determinación de cada componente de la fórmula y que la misma incorpore referencias de precios basadas en subastas de mercado, siempre contiene referencias que carecen de transparencia (por ejemplo la prima de riesgo) y valores históricos (cotizaciones del Brent o de precios spot internacionales), que no necesariamente reflejan los valores esperados de los agentes en el mercado.
- La fórmula, que está sujeta a posibles cambios regulatorios, ha registrado en los últimos 4 años, 5 cambios estructurales¹ y está expuesta a modificaciones adicionales en la medida en que vaya cambiando el contexto energético internacional.

Por lo tanto, como en anteriores informes emitidos por esta Comisión², se reitera que la solución a la ausencia de precios transparente en el mercado mayorista de gas en España reside en la introducción de un mercado organizado y de medidas de fomento de la liquidez del mismo (por ejemplo: realización de las compras del gas de operación a través del mercado, realización del balance de gas a través del mercado, creación de *market makers*, etc.), en línea con el modelo de mercado europeo del gas (“gas target model”) establecido por el grupo de reguladores europeos ERGEG.

El nivel de desarrollo de las infraestructuras de la red básica de gas natural, la regulación sectorial y el grado de competencia del mercado español de gas, hacen posible y recomendable el desarrollo de un *hub* de gas que dote de flexibilidad y liquidez a la gestión del gas natural, estimule la competencia y permita la aparición de un precio transparente del gas natural en España.

A este fin se requiere el establecimiento de un mercado organizado de gas spot para la realización de operaciones de compra venta de gas natural en el punto de balance del sistema a través de una plataforma electrónica y con precios transparentes, con productos y servicios similares a los proporcionados por otros *hubs* de gas europeos. Sucesivamente, una vez se consolide el mercado de gas spot, se podrá analizar el desarrollo de un mercado de futuros o de otros productos derivados.

¹ Se trata de la revisión del CMP de la Orden ITC 3861/2007, la revisión de esta a través de la Orden ITC 2857/2008, la nueva metodología introducida por la Orden ITC/1660/2009 y las modificaciones de esta última a través de la Orden ITC/1506/2010 y la Orden ITC/3354/2010.

² Véase el Informe de la CNE 2/2012.

3 CONSIDERACIONES PARTICULARES

3.1 Sobre la fórmula de cálculo del precio de la materia prima

La propuesta de Orden modifica la definición de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} definidos en el artículo 8 de 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 y que representan la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de invierno y gas de base en relación a la previsión de demanda de gas de invierno y gas de base, respectivamente, y que en la actualidad tienen un valor fijo de 0,5.

La propuesta de Orden establece las siguientes fórmulas para el cálculo de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} :

$$\beta_{SI} = 0,5 * Q_{ai} / Q_{si}$$

Siendo:

- Q_{ai} la cantidad de gas de invierno adquirida en la subasta
- Q_{si} la cantidad de gas de invierno ofertada en la subasta del periodo de suministro.

$$\beta_{SB} = 0,5 * Q_{ab} / Q_{sb}$$

Siendo:

- Q_{ab} la cantidad de gas de base adquirida en la subasta en la subasta correspondiente al semestre de suministro
- Q_{sb} la cantidad de gas de base ofertada en la subasta del semestre de suministro

La propuesta de Orden justifica esta modificación ante la eventualidad de que en la subasta destinada a adquirir parte del gas destinado a la tarifa de último recurso no se adjudique la totalidad del gas ofertado, tal y como ha ocurrido, en la sexta subasta para el adquisición de gas natural para la fijación de la TUR celebrada el 19 de junio de 2012.

En el Informe 15/2009 de la CNE se recomendaba, como principio general, que la ponderación del precio de las subastas en la fórmula del coste de la materia prima de la TUR coincidiera con el porcentaje de demanda TUR que se abastece mediante subasta.

En el informe 9/2010 de la CNE se consideraba razonable que el valor de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} se determinase, respectivamente, como la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de invierno en relación a la previsión de demanda de gas de invierno asociada a la TUR, y la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de base en relación a la previsión de demanda de gas de base asociada a la TUR. Así, en dicho informe se advertía de la necesidad de indicar claramente en la Orden qué previsiones de demanda se empleaban para determinar los valores de β_{SI} y β_{SB} .

Puesto que en las reglas de las subastas para adquirir el gas destinado a la TUR, se puede considerar la aplicación de un mecanismo de protección de precios de reserva o de regla de reducción de volumen objeto de subasta, y, por tanto, existe la posibilidad de que no se adjudique en la subasta toda la cantidad objeto de subasta, se considera necesario que la definición de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} incluidos en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009 contemplen la

posibilidad de que en la subasta destinada a adquirir parte del gas destinado a la tarifa de último recurso no se adjudique la totalidad del gas objeto de subasta.

A efectos de simplicidad, se propone la siguiente redefinición de β_{SI} y β_{SB} .

$$\beta_{SI} = Q_{ai}/Q_{pi}$$

Siendo:

- Q_{ai} la cantidad de gas de invierno adquirida en la subasta
- Q_{pi} la previsión de cantidad de gas de invierno demandada durante el periodo de suministro.

$$\beta_{SB} = Q_{ab}/Q_{pb}$$

Siendo:

- Q_{ab} la cantidad de gas de base adquirida en la subasta en la subasta correspondiente al semestre de suministro
- Q_{pb} la previsión de cantidad de gas de base demandada durante el semestre de suministro”

De esta forma, en caso de modificar las cantidades de gas a subastar (o gas adjudicado finalmente en la subasta tras la hipotética aplicación del mecanismo de protección de precios de reserva), no sería necesario modificar de nuevo la Orden ITC/1660/2009.

Al respecto, tal y como se desarrolla en el epígrafe 3.3.1, se considera oportuno que la CNE reciba y analice las previsiones de demanda de gas que hagan los CUR, de manera simétrica al procedimiento que se viene empleando en el marco de las subastas CESUR de energía eléctrica.

Adicionalmente, tal y como se recomendó en los informes de mejoras de las subastas TUR de gas aprobados por el Consejo de la CNE, así como en el propio Informe CNE 9/2010, debería valorarse la posibilidad de establecer varias subastas de manera que las entregas fueran solapándose³, al objeto de disponer de más referencias de precios de cada producto y de fomentar la presión competitiva en la subasta (por menor volumen subastado en cada una de ellas).

De esta manera, la cobertura a la demanda total de los CUR no dependería de un único resultado, evitando la mayor probabilidad de que una única referencia de precios pueda estar influenciada por un acontecimiento externo relevante que afecte de forma significativa a los precios.

En este sentido, la ausencia de señales de precios transparentes en el mercado mayorista de gas español, y la existencia de un número limitado de agentes vendedores en las subastas TUR de gas, son elementos adicionales a tener en cuenta a la hora de analizar la

³ En línea con lo recogido en el “Informe 4/2009 de la CNE sobre la propuesta de Orden de la Secretaría General de Energía por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso”.

conveniencia de desarrollar un esquema de subastas que no dependa de una única referencia de precios.

Por último, indicar adicionalmente que la formulación de la prima de riesgo, cuyos valores no se corresponden con una metodología, debería tener en cuenta el porcentaje de adjudicación en la subasta respecto a la cantidad prevista de gas a adquirir. A este respecto, en el Informe 15/2009 de la CNE se recomendaba el establecimiento de una prima de riesgo esencialmente dirigida a cubrir el riesgo de cantidad, que debería estimarse teniendo en cuenta la variabilidad estacional de la demanda y los factores de mitigación ya incluidos en la fórmula de la TUR. Así, en dicho Informe se consideró que la prima de riesgo sólo debería aplicarse al desvío del perfil de consumo respecto a las adquisiciones realizadas por los CUR, cuya evolución deberá analizarse para cada CUR.

3.1.1 Impacto de la modificación de los β en la fórmula de la TUR

La modificación de los coeficientes β de la Propuesta de Orden da como resultado, en su caso, una minoración de los mismos siempre que en la subasta TUR de gas se adjudique un volumen inferior al inicialmente subastado.

Debido a que en la 6ª subasta TUR de gas, celebrada el 19 de junio de 2012, se ha adjudicado el 85% del volumen inicialmente subastado, los β derivados de la Propuesta de Orden se situarían en 0,425 ($0,5 \cdot 0,85 = 0,425$), frente a 0,5 con la Orden vigente.

Los precios resultantes en la subasta han sido de 33,50 €/MWh en el caso del producto gas de base y 30,75 €/MWh en el caso del producto gas de invierno.

De esta forma, al reducirse el valor de los coeficientes β , disminuye la ponderación de los términos de la fórmula de la TUR que están afectados por ellos, aumentando, por el contrario, la ponderación de los términos RBn (precio de referencia para el aprovisionamiento de gas de base) y RIn (precio de referencia para el aprovisionamiento de gas de invierno) que están multiplicados por el coeficiente $(1-\beta)$. Estos términos RBn y RIn dependen, entre otros de la evolución de los precios de combustibles, tales como los precios a plazo del gas NBP y del Henry Hub, para el término RIn, y las cotizaciones pasadas del Brent para el término RBn. Por tanto, con la modificación de los coeficientes β definidos en la Propuesta de Orden se incrementa la ponderación en la fórmula del coste de la materia prima de las referencias de las cotizaciones internacionales.

Si bien la actualización de los términos RBn y RIn, deberán realizarse teniendo en cuenta datos hasta el 20 de junio, con la información de precios hasta la fecha y según la fórmula actualmente vigente, teniendo en cuenta los precios de la subasta, la actualización del coste de la materia prima de la fórmula de la TUR se incrementaría en torno a un 5% con respecto al valor vigente, publicado en la Resolución DGPEyM de 27 de abril de 2012, mientras que el incremento se situaría en el entorno del 3,5% aplicando los valores de los coeficientes β definidos en la Propuesta de Orden.

3.2 Sobre el incremento del peaje de trasvase de GNL a buques

La propuesta de Orden modifica en la disposición adicional única el apartado cuarto del Anexo de la Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista. En particular, establece un incremento del 30% de los términos fijo y variable del peaje de trasvase de GNL a buques, justificado, tal y como se recoge en la Exposición de motivos de la propia Orden, por el elevado crecimiento de estas operaciones en los últimos meses y por la necesidad de cubrir el déficit del sistema. Adicionalmente, se incrementa el 30% del peaje de trasvase de buque a buque, sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, debido a que su valor es el 80% del peaje de transvase de GNL a buques.

La Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, introdujo los peajes de trasvase de GNL a buques, de buque a buque y de puesta en frío. Dichos peajes constaban de un término variable en c€/kWh, con un mínimo por operación. Asimismo, para el trasvase de buque a buque, sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, se determinó un peaje del 80 por ciento del valor aplicable para el servicio de trasvase de GNL a buque. La citada orden estableció que:

- Las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación.
- Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema, pudiendo por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas interrumpir o cancelar su prestación.

Finalmente, estableció un mandato a la CNE para la elaboración de una propuesta de peaje para los servicios anteriores.

Esta Comisión elaboró una *“Propuesta de peaje por los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación, de buque a buque y de puesta en frío de buques”*⁴, aprobado por el Consejo de 1 de diciembre de 2005.

La metodología propuesta para determinar los citados peajes se basaba en calcular el coste por la prestación del servicio en la planta, teniendo en cuenta factores de uso de las instalaciones de la planta para realizar los distintos servicios, así como los costes de explotación asociados. En particular, se consideraba que el peaje de trasvase de GNL a buque debería incluir los siguientes conceptos de coste:

- Coste de la descarga de GNL desde el buque al tanque, calculado a partir de la retribución correspondiente de las infraestructuras terrestre-marítimas y tanques, así como costes de explotación asociados a las mismas.
- Coste del uso de las infraestructuras específicas para realizar la operación de trasvase del GNL desde el tanque al buque, que de acuerdo con la información proporcionada por los titulares de las plantas debía incluir: infraestructura terrestre-marítima, bombas primarias y tubería de tanques, más todos los costes de explotación asociados.

⁴ Disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne42_05.pdf

- Sobrecoste de explotación, justificado, según la información proporcionada por las empresas titulares de las plantas, debido a los mayores costes de explotación a los de una operación de descarga, mayor duración de la operación y mayores consumos derivados de esta operación, realizada en la planta en condiciones no óptimas.

En definitiva, según la propuesta de esta Comisión el coste del servicio de trasvase de GNL a buques debe incluir, además del coste de las instalaciones que se utilizan para dicho servicio, aquellos sobrecostes de explotación asociados.

En la propuesta de metodología de la CNE se señalaba que el trasvase de GNL desde la planta al buque, puesta en frío y trasvase de GNL de buque a buque, son servicios realizados en condiciones no óptimas para la planta, por lo que su realización conlleva costes superiores a los de las operaciones normales de la planta y se consideraba que todas las inversiones específicas y adicionales vinculadas a este tipo de servicios debían ser financiadas por quienes realizaban dichas operaciones y no por todo el sistema. Adicionalmente, se instaba a que necesariamente dicho peaje se actualizara y completara a futuro con la información de la retribución y características de las nuevas plantas.

La Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, adoptó el peaje propuesto por la CNE para los servicios de trasvase de GNL a buque, caracterizado por incluir un término fijo en €/operación y un término variable en c€/kWh.

Con posterioridad, la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, incluyó en la retribución de las plantas de regasificación un concepto retributivo destinado a cubrir el exceso de costes de explotación derivado de las operaciones de los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, con el mismo valor que el reconocido a la carga en cisternas.

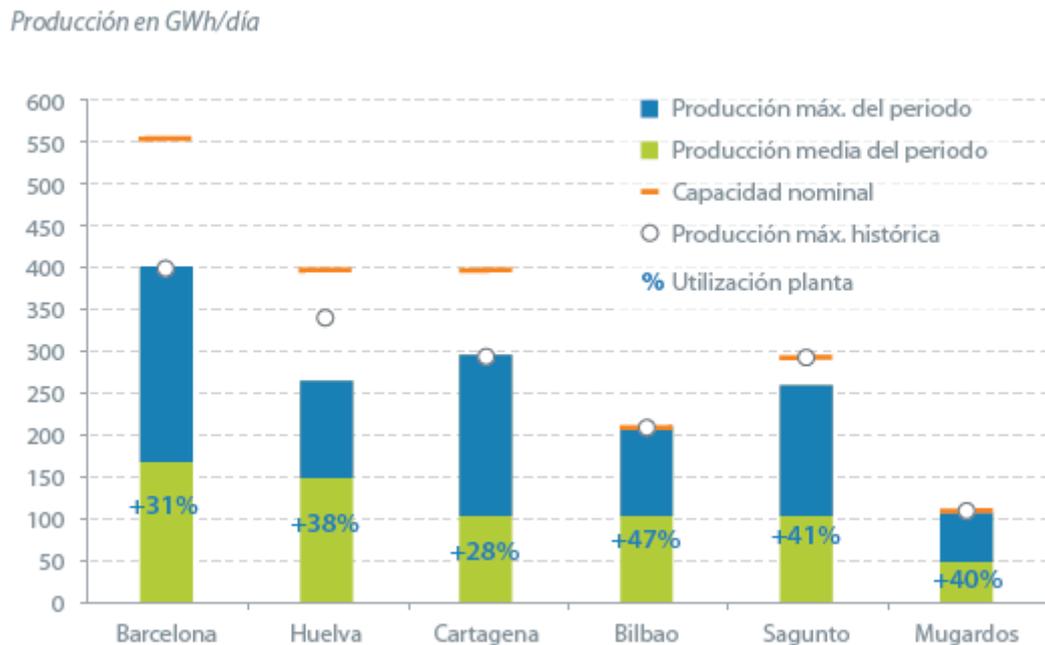
La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe justifica el incremento aplicado al peaje de transvase de GNL a buques por el significativo crecimiento de estas operaciones en los últimos meses y por la necesidad de cubrir el déficit del sistema.

Esta Comisión considera que toda modificación en los peajes debe estar justificada por el incremento de coste que debe recuperarse o por los elementos de coste que contribuyen a su imputación en los peajes. En particular, cabría modificar dichos peajes si se hubiera variado el coste de la descarga de GNL desde el buque al tanque, el coste del uso de las infraestructuras específicas para realizar la operación de trasvase del GNL desde el tanque al buque o el sobrecoste de explotación derivado de las operaciones. En consecuencia, una baja utilización de las plantas de regasificación inferior a la prevista inicialmente para establecer el peaje vigente y/o el aumento del coste asociado a dicho servicio por el reciente incremento de este tipo de operaciones respecto a las previsiones efectuadas, podrían justificar la citada modificación.

Al respecto cabe señalar que, el grado de utilización de las plantas se sitúa en niveles muy bajos, ya que además de la reducción de la demanda, también se han producido incrementos importantes en la capacidad de regasificación. En el Gráfico 1 se muestra el grado de

utilización de las plantas de regasificación en 2011 que se situó entre el 28% y el 47% dependiendo de la planta considerada.

Gráfico 1. Grado de utilización de las plantas de regasificación en 2011

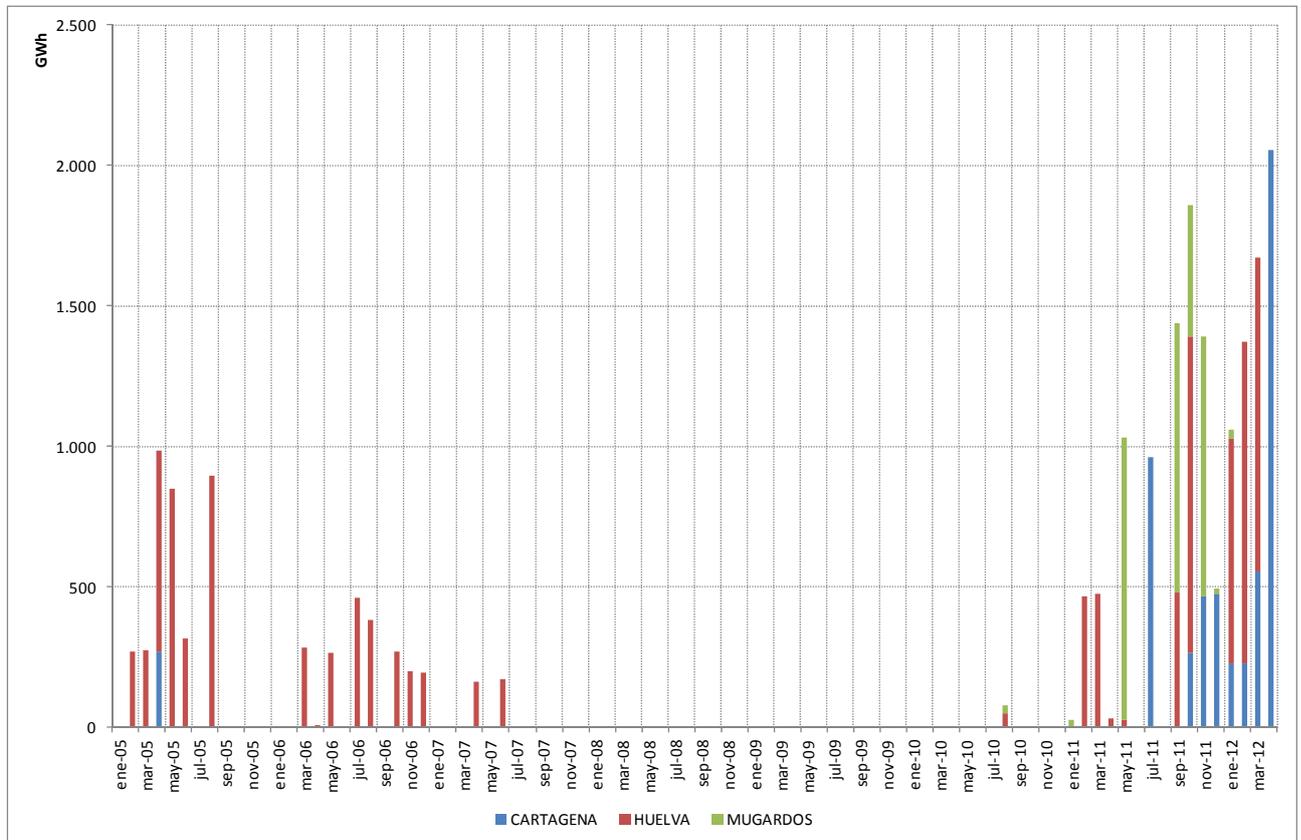


Fuente: ENAGAS

Al respecto, se considera que en la memoria que acompaña la propuesta de Orden se debería justificar el porcentaje de aumento de dicho peaje, cuantificado, en su caso, por el mayor coste que debe imputarse a los peajes de transvase de GNL a buques ante el aumento significativo de las operaciones de recargas de GNL, máxime teniendo en cuenta el escaso tiempo transcurrido entre la Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista, y la propuesta de Orden objeto del presente informe.

En relación el incremento de las operaciones, en el Gráfico 2 se muestra el volumen de gas natural trasvasado de GNL a buque desde enero de 2005 hasta abril de 2012. Se observa que desde enero de 2011, el volumen asociado a dichas operaciones es creciente, realizándose dichas operaciones en las plantas de Cartagena, Huelva y Mugardos. Cabe destacar que el volumen asociado a dichas operaciones entre enero y abril de 2012 es un 512% superior al volumen asociado a dichas operaciones en el mismo periodo del año anterior. No se dispone de información relativa al coste asociado a las mayores recargas de GNL.

Gráfico 2. Volumen de gas natural trasvasado de GNL a buque por planta de regasificación



Fuente: CNE

En relación con la justificación mencionada de la necesidad de cubrir el déficit del sistema, se indica que, para el escenario de demanda e ingresos de esta Comisión descrito en su informe 40/2011, el impacto de la modificación del peaje de trasvase de GNL a buque supondría un aumento adicional de los ingresos del sistema, en términos anuales, estimado en 4 M€, estimándose el déficit de las actividades reguladas en 152 M€ (véase Cuadro 1), todo ello considerado únicamente el efecto precio, esto es, sin modificar las previsiones de demanda e ingresos del informe 40/2011.

Cuadro 1. Impacto sobre el déficit de las actividades reguladas del incremento del 30% del peaje de trasvase de GNL a buque en términos anuales. Escenario de previsión del informe de la CNE 40/2011

	Facturación (Miles de €)		Diferencias : Propuesta de Orden vs Orden IET/849/2012 (%)	
	Orden IET/849/2012	Propuesta de Orden	miles de €	%
(A). Actividad de Regasificación	391.535	395.650	4.114	1,1%
Peaje de descarga de buques	22.202	22.202	-	0,0%
Peaje de carga en cisternas	16.309	16.309	-	0,0%
Peaje de regasificación	257.100	257.100	-	0,0%
Almacenamiento GNL	82.209	82.209	-	0,0%
Trasvase de GNL a buques	13.715	17.829	4.114	30,0%
(B). Almacenamiento Subterráneo	163.375	163.375	-	0,0%
(C). Transporte y Distribución	2.593.990	2.593.990	-	0,0%
Reserva de Capacidad	179.972	179.972	-	0,0%
Término de conducción	2.414.018	2.414.018	-	0,0%
(D). Otros Ingresos	36.839	36.839	-	0,0%
Peajes de Transito Internacional	32.268	32.268	-	0,0%
Venta de Condesados	4.571	4.571	-	0,0%
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	3.185.739	3.189.853	4.114	0,1%
(B). Costes de actividades reguladas	3.341.082	3.341.082	-	0,0%
(E) - (B)	- 155.343	- 151.229		

Fuente: CNE

Esta Comisión considera necesaria la suficiencia de todos los peajes y cánones de gas natural. En este sentido cabe señalar que esta Comisión puso de manifiesto en sus informes 40/2011 y 7/2012 la insuficiencia de los peajes y cánones de la propuesta de Orden de peajes y cánones ante una situación como la vigente de baja utilización de las infraestructuras existentes. Para asegurar la suficiencia de los peajes y cánones se debería realizar una revisión general de los mismos.

3.3 Otras consideraciones

3.3.1 Sobre la remisión a la CNE de las previsiones de demanda de los CUR

En relación a la formulación de carácter general de los β , se considera necesario, en primer lugar, que los CUR remitan a los representantes de la CNE en la supervisión de la subastas TUR de gas las previsiones de demanda y la demanda histórica de sus consumidores acogidos a las tarifas TUR.1 y TUR.2, de forma similar a lo establecido en las subastas CESUR.

Para ello se propone introducir una modificación en la redacción del apartado quinto (Comunicación de las previsiones de demanda) de la Resolución de 25 de abril de 2012, de la

Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del año siguiente, con la siguiente propuesta de redacción que aparece subrayada:

“(...) los comercializadores de último recurso enviarán la demanda mensual de los consumidores acogidos a las tarifas TUR.1 y TUR.2 durante el periodo comprendido entre el 1 de julio del año anterior y el último mes disponible del año en curso y las previsiones mensuales hasta el 30 de junio del año siguiente a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la entidad responsable de la organización de la subasta (...)”.

Esta modificación, que ya ha sido propuesta en los sucesivos informes de mejoras realizados por la CNE⁵, es necesaria para cumplir con el mandato establecido para la CNE, como entidad supervisora de las subastas TUR de gas, en el artículo 13 de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, en el que se establece que la CNE *“evaluará las diferencias que se hubieran producido entre las previsiones de consumo, realizadas por los comercializadores de último recurso, y el consumo finalmente efectuado”.*

El procedimiento propuesto para la evaluación de las previsiones de los CUR de gas en relación a los consumos efectuados es similar al procedimiento establecido en las subastas CESUR, en el que la CNE realiza un informe sobre la solicitud de volumen a adquirir en la subasta CESUR de los CUR eléctricos, evaluando y verificando en el mismo la adecuación de su solicitud a sus previsiones de demanda y (ex post) la diferencia entre éstas y los consumos finalmente efectuados.

3.3.2 Adaptación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio para su adaptación a la Orden ITC/3128/2011 en relación con las existencias mínimas de seguridad

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre establece en 20 días la obligación de manteniendo de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Adicionalmente, establece que, si bien la entrada en vigor de dicho artículo es el 1 de abril de 2012, hasta el 1 de noviembre de 2012 se considerará cumplida la obligación establecida en dicho artículo acreditando un nivel de existencias estratégicas de 10 días.

Esta Comisión se reitera en los comentarios realizados en los informes 31/2011, 40/2011 y 7/2012 sobre la necesidad de modificar la Orden ITC/1660/2009, con objeto de incorporar el contenido de la Orden ITC/3128/2011. En particular, esta Comisión señaló en los citados informes la necesidad de adaptar la metodología de cálculo de la TUR a efectos de imputar los costes del mantenimiento de estas existencias, así como la adaptación de los mecanismos de asignación de capacidad de los almacenamientos, establecidos en la Orden ITC/3128/2011 con anterioridad al 1 de noviembre de 2012.

⁵ Informes de mejoras de la primera, segunda, tercera, cuarta y quinta subastas TUR de gas, aprobados por el Consejo de la CNE en sus sesiones de fecha 6 de mayo de 2010, 30 de septiembre de 2010, 28 de abril de 2011, 22 de septiembre de 2011 y 10 de mayo de 2012, respectivamente.