

**PROPUESTA DE CIRCULAR POR LA QUE SE
ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO
DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES
Y REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL**

Respuesta de REPSOL



Repsol S.A. (en adelante, “**REPSOL**”), recibió el pasado 12 de febrero de 2020, para audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la “*PROPUESTA DE CIRCULAR XX/2019, DE XX DE XXX, 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*” (en lo sucesivo, la “**Propuesta**”), concediéndose de plazo hasta el 13 de abril de 2020 para la remisión de las alegaciones que se estimen oportunas.

Dentro de este marco, se ha considerado necesario realizar las siguientes aportaciones.

Consideraciones Preliminares. -

La aprobación y entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2019 ha sido, sin lugar a dudas, el hito más relevante en el modelo de funcionamiento, retribución y tarificación de las actividades reguladas en los sectores eléctrico y gasista en España. En este aspecto, la CNMC, como regulador independiente, tiene ahora la facultad de desarrollar y aprobar las metodologías correspondientes y es uno de los principales garantes del buen funcionamiento de los sistemas gasista y eléctrico.

En este sentido, REPSOL es consciente del interés que tiene la CNMC en ejercer con premura sus nuevas competencias, intentando clarificar los cambios que pretenden introducirse en los modelos actualmente en vigor y sin haber olvidado la necesidad de que el nuevo modelo sea aceptado desde el consenso de todo el sector, para asegurar su aceptación y conformidad, en la medida de lo posible. Por ello, **REPSOL agradece la posibilidad de contribuir en el acierto efectivo de los cambios que finalmente vayan a realizarse** y, por ende, la posibilidad de realizar comentarios a la Propuesta. En cualquier caso, REPSOL considera importante que se establezcan los periodos transitorios oportunos y suficientes para asegurar que todos los agentes del mercado pueden adaptar adecuadamente todos sus sistemas y estrategias de trabajo.

En líneas generales, REPSOL valora positivamente la Propuesta, en tanto adapta el ordenamiento jurídico nacional a la normativa de la Unión Europea y establece una metodología, tan necesaria en el sistema gasista español, para el cálculo de los peajes de acceso a las infraestructuras gasistas en base a unas reglas explícitas, replicables por todos los agentes y que permiten asignar los costes de regasificación, transporte y distribución bajo principios de objetividad, transparencia, no discriminación y eficiencia.

Lo anterior, asienta así las bases de un **nuevo modelo de tarificación de la red** que, bajo nuestro punto de vista, **debe de: ser predecible, garantizar la maximización de la utilización de las infraestructuras existentes a un precio competitivo, promover la liquidez del mercado, y dar señales de eficiencia económica a los consumidores.** Además, debe de **fomentar la estabilidad de los peajes dentro del nuevo periodo retributivo, garantizar la estabilidad financiera y la recuperación del déficit** ya existente en el sistema gasista.

REPSOL considera crucial **que la propuesta finalmente aplicable aumente la transparencia** no sólo de las estructuras de peajes del sistema gasista sino también de los procedimientos y metodologías que las establecen. Además, para **REPSOL es muy relevante que se facilite la comprensión de las mismas a todos los agentes del mercado**, que deberíamos ser capaces de poder entender los costes en los que se basan los peajes para poder preverlos con antelación.

Necesidad de implementación de medidas que aumenten la competitividad del sector gasista, las plantas de regasificación y favorezcan el acceso de nuevos entrantes al sistema. -

Parece innegable que la Propuesta aboga por un aumento de la competitividad de las infraestructuras españolas y que la intención final de la aprobación de dicha metodología tarifaria no es otra que lograr un posicionamiento real de España dentro del paradigma gasista europeo.

Sin embargo, la Propuesta no llega a alcanzar ese objetivo en las infraestructuras de GNL, dado que la propuesta de peajes de regasificación y almacenamiento de GNL eleva la cifra de los peajes actuales y, por ende, resta competitividad a las plantas existentes. En este sentido, **REPSOL considera que la CNMC ha planteado un modelo tarifario que, aun teniendo aspectos positivos, no cumple con los objetivos perseguidos por la propia reforma que plantea.** Para cumplirlos, **REPSOL considera necesario que el modelo tarifario de GNL garantice el aumento de la actividad del mercado de GNL y su competitividad y ponga en valor el potencial de España como hub logístico de GNL.**

En definitiva, se considera necesario conseguir crear demanda adicional y para ello es totalmente imprescindible conseguir un aumento de actividad con unos peajes ligados tanto a servicios tradicionales de GNL como a nuevos servicios.

Para evitar que este principio fuera deficitario para el sistema y la competencia fuera real, cabe recordar que:

- Se debe disponer de una **estructura de peajes atractiva** que posicione a España a un nivel competitivo con el resto de plantas europeas.
- Se debe **fomentar la eficiencia de los operadores de plantas y establecer límites y controles que mejoren la operación de las infraestructuras** y reduzcan los costes del sistema, entre otros.
- Se deben **proponer nuevos servicios que den respuesta a las necesidades actuales del mercado**, aumenten la competitividad y permitan captar nueva demanda.

En línea con el último punto, REPSOL solicita, al menos:

- Incluir un peaje de licuefacción virtual de PVB a planta Física; este peaje es necesario para poder tener acceso al consiguiente volumen en plantas físicas donde no se descarga GNL pero donde se quiere poder ofertar productos localizados tales como bunkering y cisternas, entre otros.
- En el caso particular de las cisternas monocliente, con objeto de facilitar el acceso a un número más amplio de ofertas, debería permitirse que la capacidad de dichas cisternas estuviera asociada al citado cliente, con objeto de evitar situaciones de acaparamiento de capacidad en las plantas y clientes cautivos.
- Adicionalmente, en el caso de las cisternas de las plantas satélites de distribución, se propone que la capacidad a contratar sea virtual, de tal manera que la contratación no sea por planta sino por el conjunto de plantas. Esto facilitaría que los clientes domésticos pudieran acceder a un mayor rango de ofertas.

Ampliación y desagregación de los hitos del régimen transitorio de adaptación. -

No cabe duda de que un cambio regulatorio de tal alcance y trascendencia como el que presenta la Propuesta requerirá de un gran esfuerzo de implementación por parte de todos los agentes

involucrados en la cadena de valor de gas natural, que deberán adaptar sistemas, procesos y procedimientos a los nuevos requerimientos normativos. A tal fin, resulta innegable la necesidad de contar con un periodo transitorio de adaptación.

La propuesta, aunque **define un régimen transitorio**¹ para la adaptación de sistemas de ciclo comercial, lo hace **de manera incompleta**, ya que contempla única y exclusivamente las adaptaciones requeridas por empresas de transporte, distribución y Gestor Técnico del Sistema, **obviando al resto de agentes de mercado**. Además, bajo el punto de vista de REPSOL, esta **propuesta de régimen transitorio es insuficiente en plazo**.

A título simplemente indicativo y no limitativo ni exhaustivo, las empresas comercializadoras, entre ellas REPSOL, requerirán:

- Adaptación de los sistemas de medida y facturación para ser capaces de integrar la nueva estructura tarifaria (nuevos escalones tarifarios, redefinición de rangos de consumo, etc.), las nuevas fórmulas de facturación (adaptación de los términos fijo por capacidad y variable por volumen a la nueva estructura, nuevas fórmulas de facturación de la capacidad demandada...), la migración de datos de clientes (transformación de las bases de datos de clientes pre-existentes a la nueva estructura), el proceso de carga de las nuevas facturas ATR, los sistemas de monitorización e información regulatoria, los procesos de impresión, etc.
- Adaptación de los sistemas de información, gestión comercial y comunicación con los clientes, que permitan el desarrollo normal de los procesos de contratación, *switching*, resolución de reclamaciones, etc.
- Adaptación de los sistemas que gestionan la comunicación con los clientes (email, oficina online, portal de clientes, etc.).
- Adaptación de los sistemas de adquisición de nueva cartera de clientes y venta cruzada.
- Migración de datos para adaptar la cartera actual al nuevo modelo, incorporando en envío de comunicaciones pertinentes a clientes.
- Adaptación del catálogo de productos a la nueva estructura de coste de los peajes.
- Adaptación de los sistemas analíticos y de *reporting*.
- Adaptación de los sistemas y procedimientos para la atención de clientes: solicitudes y reclamaciones.
- Adaptación de los sistemas vinculados a la gestión de energía, tales como: liquidadores, gestión de demanda, pricing, margen, etc.

Además, una notable proporción de los cambios anteriormente apuntados requieren de la definición previa, por parte de la CNMC con la colaboración de todos los agentes a través de los Grupos de Trabajo de esa Comisión, de los nuevos formatos de intercambio de información entre agentes para la gestión y tramitación de las nuevas tipologías de peajes, nuevos formatos de facturación, contratación, etc., los cuales posteriormente tendrán que ser implantados en los sistemas de cada agente individual.

Por todo lo anterior, **desde REPSOL consideramos esencial la modificación de la Disposición transitoria primera de la Propuesta**, de forma que:

¹ Disposición transitoria primera. Régimen transitorio durante la adaptación de los sistemas de facturación.

- Contemple, desde su entrada en vigor, el plazo necesario para alcanzar el hito de publicación (por parte de la propia CNMC) de los nuevos formatos de comunicación entre todos los agentes de mercado².
- A partir de la puesta a disposición de los nuevos formatos, habilite, adicionalmente, un periodo razonable de, como mínimo, 6 meses para su implementación y adaptación en sistemas por parte de los agentes³.
- Sea compatible, además, con los nuevos periodos tarifarios definidos en la Propuesta y alineados con el año de gas, lo que supondría el período comprendido entre el 1 de octubre de un año y el 30 de septiembre del año siguiente.

Dada la fecha prevista de finalización⁴ del presente trámite de información pública –13 de abril de 2020– y conocidos los trámites remanentes requeridos hasta la publicación en Boletín Oficial del Estado de esta Circular⁵, **la fecha límite de 30 de septiembre de 2020 actualmente propuesta en la Disposición transitoria primera conduciría a un régimen transitorio de definición y adaptación de sistemas en el mejor de los casos inferior a 5 meses –muy probablemente, muy inferior–. Dicho plazo es absolutamente insuficiente e inviable** para poder acometer las actuaciones descritas en los párrafos precedentes; más aún habida cuenta de la incertidumbre adicional introducida por la situación de crisis sanitaria en la que nos encontramos inmersos.

En consecuencia, **REPSOL solicita que el régimen transitorio propuesto se extienda hasta el 30 de septiembre de 2021, estableciendo el 30 de marzo de dicho año como fecha límite para que la CNMC publique los nuevos formatos de comunicación entre transportistas, distribuidoras y comercializadoras. Durante dicho periodo transitorio se debería prorrogar la actual estructura de peajes, cánones y cargos y metodología de facturación asociada**, sin perjuicio de que el cálculo tarifario sea desarrollado y actualizado por la CNMC conforme a las nuevas potestades otorgadas en el RDL 1/2019⁶. Todo ello permitiría, además, disponer de un plazo razonable para informar y comunicar a los clientes los nuevos cambios, hecho que mitigaría su desconocimiento y desconcierto ante la nueva situación.

Con carácter subsidiario, de no acoger la CNMC la solicitud anterior, REPSOL solicita un régimen transitorio no inferior en ningún caso a 9 meses desde la publicación de la Circular, que garantice asimismo la entrada en vigor de la misma un primer día de trimestre –es decir, 1 de abril o 1 de julio de 2021–, con objeto de coincidir con la fecha de comienzo de los productos estándar

² Precisamos, a modo informativo, que los proyectos complejos de cambio de formatos, como el derivado de las modificaciones que introduce la Circular, siempre han estado precedidos de tiempos muy superiores a los ahora planteados para el acuerdo y cierre de la información a intercambiar entre los agentes en los Grupos de Trabajo de la CNMC. A modo de ejemplo, esta fase tuvo una duración superior a 1,5 años para la versión 1.0 de los formatos, al igual que ha tenido la versión 2.0. Por su parte, la implantación de la Circular 3/2020 de peajes de electricidad –referencia más cercana y semejable– va a disponer de un plazo de definición e implementación superior a 9 meses y, aun así, existen razonables dudas de que vaya a resultar finalmente alcanzable.

³ Sustentamos tal solicitud en la experiencia reciente: en todos los procesos de implantación de formatos análogos previos (versiones 1.0 y 2.0) la CNMC siempre ha establecido un periodo de implantación de 6 meses, incluidos 2 meses de pruebas con los distribuidores. Entendemos que, dado lo ya ajustado del plazo, no debiera reducirse más.

⁴ Entendemos debería ser prorrogada como consecuencia del estado de alarma impuesto por el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19.

⁵ Como mínimo: análisis y evaluación de alegaciones de esta consulta, elaboración de propuesta final de Circular, elevación de la misma a Consejo de Estado, emisión del correspondiente informe por dicho órgano, valoración de sus recomendaciones y elaboración de versión definitiva, tramitación para su publicación en BOE.

⁶ El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico haría lo propio con las cuantías asociadas a otros cánones y cargos.

de capacidad firme anuales y trimestrales, interfiriendo así lo menos posible en la operativa de contratación de los agentes.

Modificación de las condiciones de aplicación de peajes al pequeño consumidor. -

El artículo 25 de la Propuesta, relativo a las condiciones generales de aplicación de los peajes de acceso a las redes locales, establece en el caso de puntos de suministro existentes que el peaje aplicable vendrá determinado por el consumo total registrado en el punto de suministro en el año de gas inmediatamente anterior. Si bien esto puede resultar apropiado para los grandes consumidores, que generalmente acompañan sus contratos al año tarifario, no se ajusta a la realidad del pequeño consumidor⁷, que contrata su suministro en cualquier momento del año.

Por consiguiente, con objeto de simplificar e incrementar la transparencia hacia los pequeños consumidores, **proponemos que para este colectivo se recalcule el escalón de consumo por parte del distribuidor considerando los últimos 12 meses desde la activación del contrato de suministro con la empresa comercializadora**, y sus respectivas prórrogas anuales –en su caso–. Ello sería congruente con el objetivo de mantener a cada consumidor en el escalón de consumo que le corresponda, reduciría los cambios de precio interanuales (al mantener el mismo peaje durante la vigencia del contrato), facilitando el entendimiento por parte del pequeño consumidor y evitando que una potencial reasignación masiva de peajes sobre un universo de más de 7,8 millones de suministros se pudiese producir en un reducido periodo de tiempo a la finalización del año de gas⁸.

Con carácter subsidiario en caso de no ser acogida la anterior propuesta, **solicitamos como mínimo que, de forma análoga a la práctica actual, se especifique en la Propuesta que el cálculo del consumo real para la determinación del escalón de peaje se realice a los 12 meses de la activación inicial del suministro, o sus respectivas prórrogas anuales**, para evitar la ya mencionada reasignación masiva de peajes el primer día de cada nuevo año de gas.

Consideración de las particularidades asociadas a la operación de centrales eléctricas de gas. -

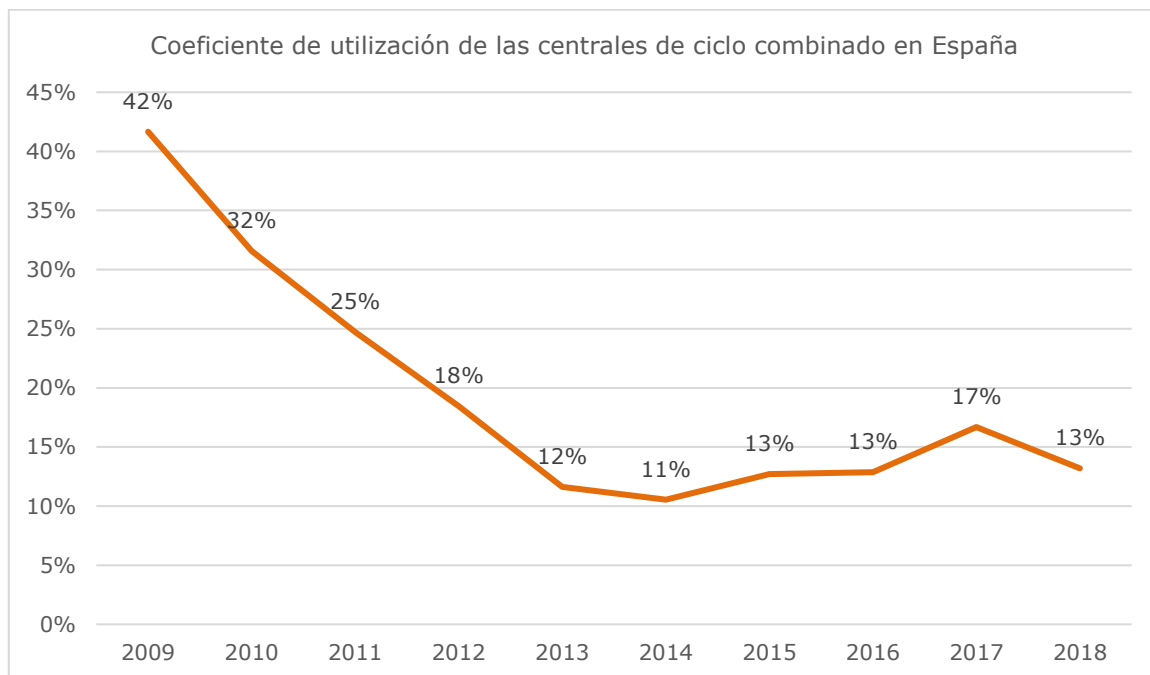
En la Propuesta se define una estructura de peajes para las redes locales que no tenga en cuenta la presión de la red desde la que se suministra el consumidor, de modo que la caracterización de los suministros de gas natural se realiza exclusivamente en función de su volumen de consumo anual. Consideramos que, si bien este enfoque puede ser válido para la generalidad de los consumidores, podría presentar efectos perniciosos sobre las centrales de generación eléctrica de gas y, en última instancia, suponer un coste que añadir al coste final de generación que pagan todos los consumidores.

Las centrales eléctricas de gas, a diferencia del resto de clientes, presentan un patrón de funcionamiento anual (o factor de carga) muy volátil y poco previsible, en tanto estará fuertemente influenciado por factores exógenos tales como la climatología (hidraulicidad, recurso eólico disponible,

⁷ Por coherencia con la Propuesta de Circular, en principio definiríamos 'pequeño consumidor' como aquel que no disponga de un equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado. No obstante, a nuestro juicio sería más oportuno, y conceptualmente más sólido, identificarlo como aquel con un rango de consumo inferior o igual a 5 GWh –peajes RL.1 a RL.6, según nueva nomenclatura–, o el límite de consumo que la CNMC considerase oportuno.

⁸ Con la correspondiente acumulación puntual de reclamaciones, impagos, riesgo de cortes de suministro... en una franja temporal muy reducida, que resulta extremadamente ineficiente para la operativa de comercializadoras y distribuidoras.

etc.), la evolución de los precios de los permisos de emisión, la existencia de restricciones técnicas de evacuación a nivel de red, etc. Todo ello provoca que el ratio de utilización de las instalaciones varíe muy notablemente a lo largo de los años, e incluso dentro de un mismo año en función de la localización de la instalación en el sistema eléctrico. Véase, a modo ilustrativo, la evolución del coeficiente de utilización experimentado por dichas instalaciones en España durante los últimos diez años⁹ –a pesar de que la potencia instalada de esta tecnología se ha mantenido prácticamente constante en dicho periodo–.



Por consiguiente, atendiendo a las particularidades de esta tipología de instalaciones no semejables a las de un consumidor estándar, consideramos que **deberían quedar sujetas al peaje local correspondiente al último escalón de consumo (D.11), con independencia de su nivel de consumo anual.**

Por otro lado, como indicábamos anteriormente, este tipo de instalaciones se ven sujetas con cada vez mayor frecuencia¹⁰ a restricciones técnicas de red de evacuación, viendo limitada aún más su producción –y, por consiguiente, consumo de gas–. Dado que dichas restricciones no dependen del generador, ni consecuentemente pueden ser previstas *ex ante* por éste, carece de toda justificación que el agente deba sufragar el término fijo de facturación por capacidad contratada y no utilizada, cuando dicha imposibilidad de uso ha venido impuesta por factores externos (derivados de criterios de política energética). Por tanto, por lo que a esta Propuesta de Circular respecta, consideramos que **se debería incluir un ajuste en la facturación del peaje correspondiente a la capacidad de gas contratada cuando restricciones eléctricas de evacuación impidan su utilización,**

⁹ El coeficiente de utilización es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar el conjunto de centrales de ciclo combinado del sistema español funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que están disponibles (incluye funcionamiento en ciclo abierto). Fuente: Red Eléctrica de España - El Sistema Eléctrico Español 2018.

¹⁰ Tendencia que seguirá incrementándose con toda probabilidad en los próximos años como consecuencia de la integración masiva de generadores que utilicen fuentes de energía renovable.

evitando así la internalización de mayores costes en las ofertas que redunden en mayores precios del *pool* eléctrico.

Adaptación de los contratos anuales a la entrada en vigor de la circular. –

En buena medida relacionado con la definición del calendario final del periodo transitorio de adaptación a la nueva Circular, referida en uno de los apartados previos, resulta preciso remarcar la situación de incertidumbre en la que se encuentran los comercializadores y los clientes, cuyas decisiones de contratación de capacidad en los próximos meses estarán en gran medida afectadas y condicionadas por lo que finalmente disponga la Circular.

Si bien la disposición la Disposición transitoria primera ha sido complementada en esta última versión de la Propuesta de Circular con un precepto que otorga a los usuarios con derecho a acceso a las instalaciones la posibilidad de adaptar las capacidades contratadas sin coste alguno durante el régimen transitorio, dicha posibilidad resulta poco precisa en cuanto a su alcance (servicios afectados, posibilidad de renuncia total o parcial, procedimiento de ejecución, incluyendo plazos, mecanismo, etc.). En aras de una mayor claridad y certidumbre regulatoria, **se solicita la inclusión de mayor detalle en lo relativo a la posibilidad de adaptación o renuncia a todos los contratos de capacidad afectados por la entrada en vigor de la nueva norma.**

Necesaria coordinación con la metodología de cargos que defina el gobierno. –

El impacto de la Circular estará supeditado al establecimiento de las metodologías a las que hace referencia el artículo 59.8 de la Ley 18/2014¹¹. Es más, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberán definir periodos transitorios de tal forma que el impacto de dichas metodologías sea absorbido de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

El art. 92 de la Ley 34/1998, diferenció los peajes de los cargos para ajustarse a la terminología utilizada en la regulación europea y a la conveniencia de diferenciar los pagos por contribución a la cobertura de los costes asociados al uso de las instalaciones no asociados al uso de las mismas. Por otra parte, dada la definición y aplicabilidad del sistema económico integrado y **teniendo en cuenta la estrecha relación entre los peajes y los cargos del sistema gasista, se hace necesaria la coherencia absoluta entre la metodología para el cálculo de los peajes de regasificación, transporte y distribución de gas natural y la metodología de desarrollo de cargos y cánones del sistema gasista**, de forma que no se complique aún más la estructura final de peajes, cánones y cargos que percibirá el consumidor final. Asimismo, **sería necesario que la propia Circular definiese la metodología o procedimiento de aplicación del concepto de 'gradualidad'** anteriormente mencionado, para garantizar la transparencia, visibilidad y predictibilidad de los precios de los peajes a aplicar durante los primeros cuatro años del periodo regulatorio. Relegar dicha definición a las resoluciones anuales de fijación de precios sería origen de incertidumbre e inseguridad jurídica para agentes y consumidores.

¹¹ Metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos y metodología para el cálculo de los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones.

Actualización de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS).

La Propuesta de Circular modifica radicalmente la estructura de tarifas y peajes, afectando en consecuencia a la facturación de los mismos realizada por parte de las compañías transportistas y distribuidoras. No obstante, entre los desarrollos reglamentarios que impone la Propuesta no se hace referencia alguna a la necesaria modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS). La actualización de las mismas, para adaptarlas a la nueva estructura tarifaria, resulta esencial para que los repartos que publique el Gestor Técnico del Sistema sean coherentes con la misma; de lo contrario, seguirán manteniendo la estructura actualmente vigente, lo que implicará la pérdida de trazabilidad para el comercializador, que recibirá datos basados en dos estructuras diferentes no comparables entre sí.

Por consiguiente, **solicitamos la inclusión de un mandato explícito al Gestor Técnico del Sistema de desarrollar una propuesta de modificación de las NGTS, de manera coordinada con las compañías transportistas, distribuidoras y comercializadoras.**

Clarificación relativa a la nueva tipología de consumidores sin teled medida, pero con obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario de caudal máximo demandado. –

En último lugar, desde REPSOL solicitamos aclaración relativa a las condiciones de facturación de los peajes asociadas a los *'consumidores sin teled medida instalada, pero con obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado, de acuerdo con las obligaciones establecidas por el Gobierno'*.

En primer lugar, hemos de indicar que no tenemos constancia de la existencia actualmente de ninguna obligación por parte del Gobierno a este respecto, ni de ninguna iniciativa ni borrador de nueva normativa en esta línea. Por consiguiente, a priori podría parecer una disposición sin efectos prácticos de corto o medio plazo.

Sin embargo, el artículo 26 de la Propuesta, relativo a las condiciones de facturación de los peajes de acceso a las redes locales, establece que los peajes de acceso a las redes locales para los consumidores acogidos a los peajes RL.5 a RL.11 constarán, entre otros y en todo caso, de un término fijo de facturación por capacidad contratada (estando la facturación del término fijo de facturación por cliente limitada a los consumidores acogidos a los peajes RL.1, RL.2, RL.3 y RL.4). Se podría deducir de ello que los consumidores acogidos a los peajes RL.5 y RL.6, sin obligación actual de teled medida, pudieran tener la obligación de disponer de equipo de medida que permitiese el registro diario del caudal máximo demandado, para poder ser aplicada dicha fórmula de facturación. En tal caso, debería ser explícitamente indicado; de tratarse de una errata (a lo que parece apuntar el hecho de que en la memoria se incluyan valores numéricos de término fijo por cliente para los segmentos RL.5 y RL.6), habría de corregirse.

Sin perjuicio de quedar aclarado lo anterior, sigue resultando confuso el concepto de consumidor sin teled medida pero con obligación de registro de caudal diario. Y ello derivado de que, desde un punto de vista técnico, no es acorde a la tipología de equipos amplia y normalmente utilizados; y, por otro lado, de que le resultaría de aplicación una fórmula de facturación por capacidad demandada¹² que hace referencia a la "QM: Capacidad máxima demandada en el día de gas d", sin especificar a qué día

¹² Artículos 16.3.d.ii.2. y 26.2.c.ii.



"d" del periodo alude¹³; aplica un término de capacidad del peaje anual sin multiplicador ni diario ni mensual, lo que resulta incoherente con respecto de los consumidores con telemedida y con la propia metodología utilizada por la Circular; penaliza todos los días del periodo de facturación, aun cuando solo se produjese exceso el día "d". En conclusión, a nuestro juicio este concepto requiere una revisión integral, así como de todos aquellos artículos de la Circular en los que figura.

Finalmente, la Circular no recoge la penalización por carencia de telemedida a aplicar a un consumidor que, obligado a disponer de la misma operativa, a efectos prácticos no la tiene. Consideramos necesario aclarar cómo se prevé regular estas situaciones en el nuevo marco normativo, en tanto el vigente a este respecto queda explícitamente derogado.

¹³ Entendemos sería el de máxima diferencia entre el consumo y la capacidad contratada, pero resulta totalmente ambiguo.