



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA  
DE ORDEN DEL MITYC POR LA QUE  
SE ESTABLECEN DETERMINADOS  
ASPECTOS RELACIONADOS CON EL  
ACCESO DE TERCEROS Y LAS  
RETRIBUCIONES REGULADAS EN EL  
SISTEMA DEL GAS NATURAL**

1 de julio de 2010

## ÍNDICE

1	OBJETO .....	2
2	ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE .....	2
3	RESUMEN DE LA PROPUESTA DE ORDEN .....	3
4	CONSIDERACIONES DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN .....	5
4.1	Sobre el artículo 2. Regulación del mercado secundario de compraventa de capacidad.....	5
4.2	Sobre el artículo 3. Regulación de las mermas de la red básica.....	11
4.3	Sobre el artículo 4. Modificación de la Orden ITC/3993/2006 sobre la retribución de actividades reguladas.....	16
4.4	Sobre el artículo 5. Contenido de las actas de puesta en servicio de las instalaciones .....	21
4.5	Sobre la disposición adicional primera. Mandato a la CNE para elaborar una metodología de cálculo del peaje interrumpible .....	29
4.6	Sobre la disposición adicional segunda. Tratamiento de los clientes que han perdido el derecho de acogerse a la TUR.....	30
4.7	Sobre la disposición adicional tercera. Mandato a la CNE para elaborar el contenido de las auditorías de inversiones .....	32
4.8	Sobre la disposición adicional cuarta. Mandato a la CNE para analizar la posibilidad de implantación de contadores de gas inteligentes.....	33
4.9	Sobre la disposición adicional quinta. Medidas de simplificación administrativa y racionalización de las solicitudes de información .....	35
4.10	Sobre la disposición final primera. Modificaciones sobre la Orden ITC/3520/2009, sobre peajes, cánones y retribución .....	36
4.11	Sobre la disposición final segunda. Modificaciones sobre la Orden ITC/3995/2006, sobre la retribución de los almacenamientos subterráneos y la supervisión de la contratación.....	40
4.12	Sobre la ampliación del mandato de supervisión por la CNE de la forma de contratación de las principales partidas de inversión en almacenamientos subterráneos. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.13	Resumen de los mandatos a la CNE en la propuesta de Órdenes Ministeriales. ....	45
5	CONCLUSIONES.....	46

## **INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN DEL MITYC POR LA QUE SE ESTABLECEN DETERMINADOS ASPECTOS RELACIONADOS CON EL ACCESO DE TERCEROS Y LAS RETRIBUCIONES REGULADAS EN EL SISTEMA DEL GAS NATURAL**

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de ésta, en su sesión celebrada el día 1 de julio de 2010, ha acordado emitir el presente.

### **INFORME**

#### **1 OBJETO**

El objeto del presente documento es informar sobre la Propuesta de Orden Ministerial, por la que se establecen determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural.

#### **2 ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE**

Con fecha 7 de mayo de 2010 se ha recibido en la Comisión Nacional de Energía una propuesta de orden ministerial por la que se establecen las bases de un mercado secundario de capacidad, se determinan ciertos aspectos relacionados con la aplicación de los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se determina el procedimiento de cálculo de las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural.

En la misma fecha 7 de mayo de 2020, la Propuesta ha sido remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos a fin de que puedan presentar por escrito las alegaciones y observaciones que estimen oportunas.

Se han recibido alegaciones con comentarios de los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos: Gobierno de Aragón, Enagas, GTS, Saggas, Endesa, Comercializadores de gas, Unión Fenosa Gas Comercializadora, Gas Natural

Distribución, Ceaccu, Xunta de Galicia, Comunidad de Madrid, Cores, Ocum, Distribuidores, Naturgas, Unesa, Gas Natural Fenosa e Iberdrola.

Este informe se realiza en el ejercicio de las funciones que competen a esta Comisión, según lo establecido en el apartado tercero.1 segunda, de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. De acuerdo con esta función, corresponde a la Comisión Nacional de Energía *“participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos, y en particular, en el desarrollo reglamentario de la presente Ley.”*

### **3 RESUMEN DE LA PROPUESTA DE ORDEN**

La propuesta de Orden se compone de cinco artículos, cinco disposiciones adicionales y cuatro disposiciones finales, cuyo contenido es muy diverso y que afecta a diferentes disposiciones o aspectos relacionados con la normativa gasista.

A modo de resumen, los principales temas que abarca la propuesta son:

- Se definen las reglas generales aplicables a la transferencia de derechos de capacidad entre los usuarios del sistema gasista (el mercado secundario de compraventa de capacidad), adaptando la normativa española a los criterios del Reglamento CE 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.
- Se modifica la regulación de las mermas en las instalaciones de la red básica, incluyendo un mecanismo de incentivos para los titulares de instalaciones, de manera que la diferencia entre las mermas reconocidas y las reales (tanto si es negativa como positiva) se imputará al titular de la instalación al precio medio de compra del gas de operación.
- Se modifica la Orden ITC/3993/2006, sobre retribución de actividades reguladas, en particular en las fórmulas de actualización de la retribución anual de las actividades de transporte y distribución, que se referencian a los valores de IPC, IPRI ó IPH del mes de octubre.

- Se define la información técnica que deben incluir las actas de puesta en servicio de las instalaciones de transporte, incluyendo todos aquellos parámetros técnicos necesarios para el cálculo de la retribución a reconocer a dicha instalación.
- Se define un texto informativo a incluir por los CUR en las facturas a los consumidores que han perdido su derecho a acogerse a la tarifa de último recurso.
- Se modifica la Orden ITC/3520/2009 relativa a los peajes, cánones y retribución de las actividades reguladas correspondiente a 2010, procediendo a publicar diversas correcciones a los errores observados en la misma.
- Se modifica la Orden ITC/3995/2006, sobre la retribución de los almacenamientos subterráneos, incluyendo un mecanismo para establecer un límite sobre el volumen de inversión a reconocer por el sistema gasista, sobre la base del presupuesto que deben presentar los promotores para el otorgamiento de la concesión.
- Por último, se incluyen cuatro mandatos diferentes a la Comisión Nacional de Energía:
  - o La realización de un estudio sobre la modalidad de acceso interrumpible que deberá incluir un análisis coste-beneficio, y propuesta de peaje de aplicación, condiciones y forma de adjudicación.
  - o La realización de un estudio coste – beneficio sobre la implantación de contadores inteligentes en el ámbito de los consumidores domésticos y comerciales de gas natural la metodología de cálculo de los coeficientes de actualización de la retribución anual de las actividades.
  - o La realización de un análisis y propuesta de actuaciones para simplificar y racionalizar las solicitudes de información a los agentes del sistema gasista procedentes de las distintas autoridades y organismos con competencias sobre el sector gasista.
  - o La elaboración de una propuesta con los requisitos mínimos de las auditorías de inversiones de infraestructuras a incluir en la red básica de gas, a efectos retributivos.

## 4 CONSIDERACIONES DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN

Teniendo en cuenta la variedad de los temas incluidos en la propuesta de Orden, resulta preciso realizar una valoración independiente para cada uno de los artículos.

### **4.1 Sobre el artículo 2. Regulación del mercado secundario de compraventa de capacidad**

#### Contenido de la propuesta:

El artículo segundo de la propuesta de Orden define las reglas generales aplicables a la transferencia de derechos de capacidad entre los usuarios del sistema gasista (el mercado secundario de compraventa de capacidad), adaptando la normativa española a los criterios del Reglamento CE 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

En términos generales, la propuesta establece lo siguiente:

- La posibilidad de realizar operaciones de compraventa o arrendamiento de la capacidad de las instalaciones del sistema, de forma total o parcial, ya sea en cantidades o duración sobre el contrato original, en un mercado secundario.
- A la capacidad adquirida en el mercado secundario le serán de aplicación los criterios de viabilidad y los derechos y obligaciones aplicables a los contratos realizados en el mercado primario.
- El peaje a aplicar a la capacidad adquirida en el mercado secundario será el aplicado al contrato original.
- Todas las operaciones de compraventa en el mercado secundario y la información relacionada con las mismas (cantidad, duración, fechas, precio, restricciones aplicables...) se registrarán a través de una plataforma informática que el GTS pondrá a disposición de los usuarios.
- El GTS pondrá a disposición del mercado, al menos con un día de antelación, la capacidad no programada o no nominada.
- Para la participación en el mercado secundario, titulares y usuarios deben firmar un Contrato Marco.

### Valoración general:

El establecimiento de mercados secundarios de capacidad constituye una de las recomendaciones del Grupo de Reguladores Europeos (ERGEG), como herramienta para promover el uso efectivo de las infraestructuras que se encuentran congestionadas contractualmente.

El Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, con el objetivo de facilitar el funcionamiento del mercado y el incremento de la competencia, establece unos niveles mínimos de armonización a nivel europeo en diversos aspectos, entre ellos, el de facilitar el comercio secundario de capacidad.

El reglamento señala que el comercio de capacidad permite a los agentes optimizar la capacidad contratada, minimizando así sus costes por este concepto y, por otro lado, aumenta la liquidez del mercado de capacidad, facilitando la resolución de congestiones en infraestructuras saturadas.

El artículo 2 de dicho reglamento define los mercados de capacidad primario y secundario en los siguientes términos:

- *“mercado primario”, el mercado de la capacidad directamente contratada con el gestor de red de transporte;*
- *“mercado secundario”, el mercado de la capacidad contratada de forma distinta a como se contrata en el mercado primario.*

También en relación con los intercambios de capacidad, en el artículo 5.3.b del reglamento se establece el derecho de los usuarios de la red a revender o subarrendar la capacidad contratada:

*“los usuarios de la red que lo deseen estarán autorizados para revender o subarrendar en el mercado secundario la capacidad contratada que no hayan utilizado”.*

Adicionalmente, en el artículo octavo del Reglamento, se hace referencia específica a la función del gestor de red de facilitar el comercio de capacidad, indicándose lo siguiente:

*“Artículo 8. Intercambio de derechos de capacidad  
Cada gestor de red de transporte tomará las medidas convenientes para permitir el libre intercambio de los derechos de capacidad y facilitar dicho intercambio. Cada gestor establecerá procedimientos y contratos de transporte armonizados en el mercado primario para facilitar el intercambio secundario de capacidad y reconocer la transferencia de derechos de capacidad primaria que notifiquen los usuarios de*

*la red. Los procedimientos y contratos de transporte armonizados se notificarán a las autoridades reguladoras.”*

Por lo tanto, el reglamento además de establecer el derecho de los usuarios a intercambiar capacidad, también obliga a los gestores de la red de transporte a desarrollar procedimientos y contratos para facilitar el intercambio secundario de capacidad. Así, de acuerdo con lo manifestado por la Comisión Europea en una de sus notas interpretativas, sería conveniente el desarrollo de una única plataforma web que asegure que dichos intercambios se realizan en condiciones no discriminatorias y transparentes.

En relación con el mercado secundario de capacidad, el nuevo reglamento mantiene los mismos principios que el Reglamento 1775/2005 al que sustituye. Como principal novedad, el artículo 17 de este reglamento extiende el derecho de los usuarios a revender o subarrendar la capacidad contratada en las plantas de GNL.

Desde el punto de vista jurídico, un Reglamento comunitario es una norma directamente aplicable en cada Estado miembro. No obstante, los Estados pueden aprobar normas que permitan la efectiva aplicación de dicho Reglamento en el ámbito interno.

Dicha norma interna de desarrollo del Reglamento comunitario no exige, en principio, un determinado rango normativo. Desde ese punto de vista, nada habría que objetar a que la concreta regulación del mercado secundario de capacidad se llevase a cabo mediante Orden Ministerial. Sin embargo, dado el contenido normativo del Real Decreto 949/2001, por la necesaria coherencia de los requisitos de contratación en ambos mercados (primario y secundario) la regulación del mercado secundario debería tener lugar mediante la citada modificación del Real Decreto 949/2001.

Por otro lado, en el sistema español, se ha desarrollado normativa específica para el mercado secundario de capacidad en los almacenamientos subterráneos. Adicionalmente, la OSP de Larrau contempla la posibilidad de comercio a través de un mercado secundario de la capacidad asignada en la interconexión con Francia.

La orden que se informa establece ahora las bases de un mercado secundario de capacidad, con el objeto de garantizar la aplicación efectiva del derecho de intercambio de capacidad establecido en el Reglamento Europeo y clarificar a los usuarios que adquieran capacidad en un mercado secundario la aplicación de las obligaciones y derechos establecidos en el Real Decreto 949/2001.



Comentarios sobre la oferta de capacidad no programada o nominada para el día siguiente (punto 3.7 del artículo 2)

En el punto 3.7 del artículo 2 de la propuesta de Orden se propone que la capacidad no programada o no nominada para el día siguiente sea puesta a disposición de los agentes por el GTS y que a esta capacidad se le aplique el peaje interrumpible que corresponda.

El Reglamento (CE) nº 715/2009 establece en su artículo 16 que

*“Los gestores de redes de transporte aplicarán y publicarán procedimientos no discriminatorios y transparentes de gestión de la congestión que faciliten los intercambios transfronterizos de gas natural sobre una base no discriminatoria, partiendo de los siguientes principios: en caso de congestión contractual, el gestor de la red de transporte ofrecerá la capacidad utilizada en el mercado primario, al menos con un día de antelación y con carácter interrumpible [...]”.*

Cabe destacar que el Reglamento europeo obliga a ofertar al mercado la capacidad contratada por otros usuarios, pero no utilizada en un día concreto, exclusivamente en caso de que exista congestión contractual en la red de transporte.

En consecuencia, se propone modificar el punto 3.7 del artículo 2, de manera que la obligación de ofertar como capacidad interrumpible la capacidad contratada que no haya sido programada o nominada sólo afecte a las instalaciones del sistema que no tienen capacidad firme disponible, dando así preferencia a la contratación de capacidad firme siempre que sea posible. Si finalmente no quedase capacidad libre y apareciese la congestión, entonces, el GTS debería ofrecer, con carácter interrumpible, la capacidad contratada que no haya sido programada o nominada.

Esta delimitación de la oferta de capacidad interrumpible a sólo las infraestructuras congestionadas es soportada por diversos miembros del Consejo Consultivo, quienes indican además que la capacidad se ofrecería únicamente en caso de que el titular primario no fuera a hacer uso de ella, lo que no se conoce hasta el día en el que se realiza la nominación o re-nominación. Además, ponen de manifiesto la ausencia de peajes para este tipo de servicio.

En relación al peaje aplicable a esta capacidad interrumpible, dado que no hay previsto en el sistema un peaje interrumpible para este tipo de contratación<sup>1</sup>, y teniendo en cuenta que se trata de una contratación a muy corto plazo, se considera más adecuado aplicar el

---

<sup>1</sup> El peaje interrumpible actual se define para un contrato de reserva de capacidad anual, sobre el que hay un derecho de 5 ó 10 días/año de interrupción. No puede aplicarse por tanto a un contrato de un día de duración.

criterio de que si el GTS necesita interrumpir el servicio (lo que podría suceder si los usuarios con capacidad firme hacen una renominación), se suspenda también la obligación de pago del peaje.

En resumen, la redacción propuesta para este apartado es:

*3.7 Asimismo, y mediante dicha plataforma, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición del mercado, al menos con un día de antelación y con carácter interrumpible, la capacidad no programada o no nominada en aquellas instalaciones del sistema que no tengan capacidad firme disponible para contratar. A esta capacidad se le aplicará el peaje interrumpible que corresponda a la duración del contrato, salvo en caso de que el Gestor haga uso de la interrumpibilidad, en cuyo caso se reducirá el peaje en la misma proporción en que se reduzca el derecho de uso de la capacidad.*

#### Comentarios sobre la contratación de capacidad punto a punto (punto 3.8 del artículo 2)

En relación con los criterios de viabilidad a aplicar a las compraventas de capacidad en el mercado secundario, la propuesta señala, en su artículo 3.1, que el Gestor Técnico del Sistema aplicará los mismos criterios de viabilidad en vigor aplicables a las contrataciones de capacidad con el transportista titular de la misma. Asimismo, en el punto 3.4 del artículo 2 se establece que el GTS completará y mantendrá actualizadas diariamente las restricciones de viabilidad asociadas a la capacidad ofertada que establezca la legislación vigente.

La aplicación de los artículos anteriores se considera suficiente para que el comprador de la capacidad conozca las restricciones de la capacidad ofertada en el mercado secundario y a las que dicha capacidad se encuentra sometida.

Sin embargo, en el punto 3.8 del artículo 2 de la propuesta se obliga al comercializador a asociar los contratos de entrada al sistema con los puntos de suministro o puntos de salida del sistema (contratación punto a punto).

A este respecto, cabe recordar que el Reglamento (CE) nº 715/2009 establece que

*“para mejorar la competencia mediante los mercados mayoristas líquidos del gas, es vital que el gas pueda comercializarse independientemente de su ubicación en el sistema. La única manera de hacerlo es dar a los usuarios de la red la libertad para reservar capacidad de entrada y de salida independientemente, creando así un transporte de gas por zonas en vez de por itinerarios contractuales.”*

Por ello, se debería eliminar el punto 3.8 del artículo 2, que obliga al comercializador a asociar la capacidad contratada en un punto de entrada con los contratos de reserva de capacidad en los puntos de salida o de suministro, dado que dicha contratación “punto a punto o por itinerarios contractuales” es incompatible con el nuevo Reglamento CE 715/2009. De esta manera, la propuesta indicaría que los requisitos de viabilidad a aplicar al mercado secundario serán los mismos que los aplicables al mercado primario de capacidad, cuyo contenido está recogido en el Real Decreto 949/2001.

En este sentido, la necesidad de análisis de viabilidad previa es puesta en entredicho por algún miembro del Consejo Consultivo, que pone de manifiesto su incompreensión sobre la misma, puesto que es una capacidad que inicialmente ya había sido contratada, y por tanto, únicamente se trata de un cambio de titular de la misma. Todo ello, refuerza la idea de limitar el análisis de viabilidad zonal al estrictamente necesario para garantizar la factibilidad técnica de la operación del sistema.

La CNE coincide con los comentarios recibidos en relación con la idea de limitar el análisis de viabilidad zonal al estrictamente necesario para garantizar la factibilidad técnica de la operación del sistema.

Es por ello, que esta Comisión insiste en limitar el mencionado análisis de viabilidad a aquellos suministros destinados a consumidores de más de 15 GWh/día puesto que el límite actual es demasiado restrictivo para el desarrollo del mercado.

Se propone incluir el siguiente punto adicional al artículo 2:

Únicamente requerirán análisis de viabilidad los traspasos de capacidad asociados al suministro de aquellos consumidores que, considerados individualmente, tengan un caudal contratado superior a 15 GWh/día.

Finalmente, parece aconsejable eliminar el punto 3.9 del artículo 2, puesto que el establecimiento de fianzas, contratos tipo, etc., se encuentra regulado en el Real Decreto 949/2001, pendiente de actualización. En todo caso, carece de sentido la firma del contrato marco en el caso de arrendamiento de la capacidad, tal como señala algún miembro del Consejo Consultivo.

## **4.2 Sobre el artículo 3. Regulación de las mermas de la red básica.**

### Contenido de la propuesta

Este artículo viene a modificar a la Disposición adicional sexta de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre. También incluye provisiones que sustituyen apartados concretos de las NGTS.

A este respecto conviene resaltar que las mermas responden solamente al concepto de pérdidas y diferencias de medición, no estando incluidas en ellas el gas de operación y gas talón que son necesarios para el funcionamiento del sistema de transporte. Tanto el gas de operación como el talón son proporcionados a los transportistas a través de una subasta anual.

La regulación actual sobre las mermas del sistema gasista consiste en la retención por los transportistas y distribuidores de una parte del gas de los usuarios en concepto de mermas. El cómputo de este gas se acumula en la cuenta de gas de maniobra del GTS. Cuando la cuantía de gas de maniobra es mayor de 300 GWh el porcentaje de retención de gas de mermas se reduce a la mitad. La diferencia entre las mermas reconocidas y las mermas reales, si es positiva, pasa a engrosar el gas de maniobra bajo titularidad del GTS, mientras que si es negativa disminuye el gas de maniobra.

La propuesta establece el porcentaje el gas que se ha de descontar a los usuarios del sistema gasista en la descarga en plantas de regasificación (0,05%), en la inyección en almacenamientos subterráneos (0%) y en la entrada al sistema de transporte primario (0,2%).

Lo más destacable es que los porcentajes de retención que se proponen son iguales a los que se han aplicado durante el año 2009, y en 2010 hasta el momento actual.

Las dos diferencias fundamentales sobre la Orden anterior, donde se abogaba por mantener unas existencias de gas de maniobra constantes en el entorno de 300 GWh, reduciendo los porcentajes de retención si fuera preciso para lograr este objetivo, son las siguientes:

- En la propuesta el porcentaje de retención permanecerá inamovible pero una vez al año el gas de maniobra que exceda los 300 GWh pasará a destinarse a cubrir las necesidades de gas de operación o talón.
- Una vez al año la CNE calculará el saldo de mermas en cada planta de regasificación, lo valorará a la media aritmética del precio del gas de operación en cada mes y lo sumará o restará a la retribución reconocida de cada planta. De esta

forma se crea un incentivo a las plantas para reducir las mermas, que solo se repercute a las mismas.

Por otra parte la propuesta recoge la necesidad, de que antes del 1 de febrero los transportistas informen al GTS, CNE y DGPEM de las cantidades de gas retenido, las mermas reales y el saldo anual resultante. El GTS realizará antes del 1 de abril un estudio de las mermas que presentará a la DGPEM y a la CNE para que el 1 de junio la CNE valore el saldo de mermas de cada planta y lo añada a la retribución.

### Consideraciones sobre la propuesta

La experiencia habida en los últimos meses, con unos coeficientes de retención de mermas de partida iguales a los que ahora se proponen, muestra que dichos coeficientes dieron lugar a un incremento del gas retenido por mermas que obligó a reducir los mencionados porcentajes de retención a la mitad, desde febrero de 2009, para evitar un continuo incremento del gas de maniobra.

En este sentido, cabría la posibilidad de suprimir el gas de maniobra y dotar al Gestor Técnico del Sistema de la capacidad de comprar o vender gas para equilibrar los desbalances. Esta posibilidad adquiere más relevancia en la medida que pueda existir un mercado organizado de gas como el que está proponiendo esta Comisión.

Teniendo en cuenta los datos definitivos que publica en su página web el GTS sobre el gas de maniobra, desglosados mes a mes, desde la publicación de la Orden ITC/3802/2008,<sup>2</sup> se ve que con unos coeficientes de retención por mermas mitad de los que se proponen ahora, se obtuvo como resultado un gas de maniobra cuya cantidad se ha mantenido constante, con ligeras variaciones, en torno a los 900 GWh durante todo el periodo.

En consecuencia, los coeficientes de retención de mermas propuestos son altos.

---

<sup>2</sup> Hay disponibles un total de 15 meses con los balances definitivos cerrados, durante los cuales, durante 14 meses, desde 1 de febrero de 2009.

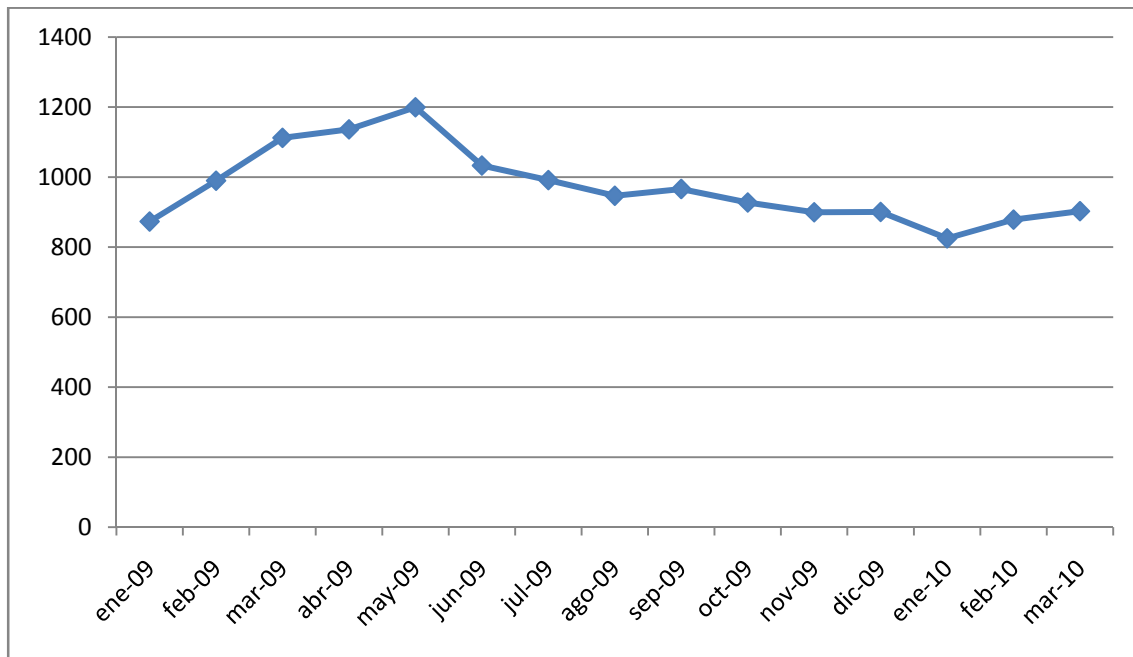


Figura 4.2.1: Histórico de las existencias de gas de maniobra expresado en GWh

Además, si se tiene en cuenta el histórico de mermas producidas en las plantas de regasificación y en los gasoductos de transporte desde el año 2005<sup>3</sup>, se puede observar que en los tres últimos años, 2007, 2008 y 2009, en las plantas de regasificación se ha producido una ganancia de gas de media del 0,08% en 2009, en lugar de una merma. En la red de transporte la merma de gas fue del 0,15% en el año 2009.

Unidades en kWh

PLANTAS REGASIFICACIÓN	Descargas	Mermas reales	Mermas reconocidas	% mermas reales sobre entradas	% Mermas reconocidas
<b>2005</b>	255.154.238.983	1.063.933.329	127.577.119	0,42%	0,05%
<b>2006</b>	280.562.137.313	171.691.934	140.281.069	0,06%	0,05%
<b>2007</b>	272.432.867.532	-396.325.848	136.216.434	-0,15%	0,05%
<b>2008</b>	331.579.519.937	-422.366.133	165.789.760	-0,13%	0,05%
<b>2009</b>	305.660.993.673	-257.317.083	76.415.248	-0,08%	0,03%
<b>TOTAL</b>	<b>1.445.389.757.438</b>	<b>159.616.199</b>	<b>646.279.630</b>	<b>0,01%</b>	
<b>Propuesta 2.010</b>	<b>304.468.000.000</b>	<b>-256.312.775</b>	<b>30.446.800</b>	<b>-0,08%</b>	<b>0,010%</b>

GASODUCTOS DE TRANSPORTE	Entradas	Mermas reales	Mermas reconocidas	% mermas reales	% Mermas reconocidas

<sup>3</sup> Según la información remitida anualmente por el GTS al Ministerio de Industria Turismo y Comercio

				sobre entradas	
<b>2005</b>	404.151.669.438	500.219.427	1.737.852.179	0,12%	0,43%
<b>2006</b>	410.633.019.907	257.500.108	882.860.993	0,06%	0,22%
<b>2007</b>	431.831.117.249	1.004.297.591	1.856.873.804	0,23%	0,43%
<b>2008</b>	478.777.323.811	894.177.562	957.554.648	0,19%	0,20%
<b>2009</b>	402.316.375.217	618.220.734	804.632.750	0,15%	0,20%
<b>TOTAL</b>	<b>2.127.709.505.622</b>	<b>3.274.415.422</b>	<b>6.239.774.374</b>	<b>0,15%</b>	
<b>Propuesta 2.010</b>	404.247.000.000	621.187.435	808.494.000	0,15%	<b>0,20%</b>

Figura 4.2.2: Histórico de mermas reales y reconocidas en plantas de regasificación y gasoductos de transporte

PLANTA	2009			
	Descargas	Mermas reales	Mermas reconocidas	% mermas reales sobre entradas
Barcelona	72.392.070.058	-25.337.062	18.098.018	-0,035%
Cartagena	44.043.308.548	-1.659.033	11.010.827	-0,004%
Huelva	58.541.884.787	-82.828.194	14.635.471	-0,141%
<b>Total ENAGAS</b>	<b>174.977.263.393</b>	<b>-109.824.289</b>	<b>43.744.316</b>	<b>-0,063%</b>
<b>Sagunto</b>	<b>48.422.319.786</b>	<b>-13.157.261</b>	<b>12.105.580</b>	<b>-0,027%</b>
<b>Bilbao</b>	<b>65.507.254.623</b>	<b>-75.732.033</b>	<b>16.376.814</b>	<b>-0,116%</b>
<b>Mugardos</b>	<b>16.754.155.871</b>	<b>-58.603.500</b>	<b>4.188.539</b>	<b>-0,350%</b>
<b>Total</b>	<b>305.660.993.673</b>	<b>-257.317.083</b>	<b>76.415.248</b>	<b>-0,08%</b>

Figura 4.2.3: Histórico de mermas reales y reconocidas en plantas de regasificación en 2009

Si se observa cada planta de regasificación de forma individual, en el año 2009 se concluye que en todas las plantas, sin excepción, se han producido ganancias de gas en lugar de mermas.

Por otra parte, la nueva propuesta de incluir un incentivo a las plantas de regasificación, de forma que el ahorro de mermas suponga un aumento en su retribución, si bien puede resultar un objetivo comprensible, puede presentar numerosos problemas.

Por un lado, el proceso es relativamente complejo: desde la retención del gas físico a los comercializadores en las plantas, hasta la transferencia de ese gas al gas de maniobra del GTS, pasando por el aporte de ese gas al gas de operación una vez al año y la necesidad de liquidación del exceso o defecto de gas sobre las mermas reconocidas en cada planta, una vez al año, al precio medio del gas de operación para sumárselo a la retribución.

Por otra parte, no se da un tratamiento homogéneo a las distintas instalaciones del sistema gasista, ya que los transportistas titulares de gasoductos de transporte no van a recibir ese mismo tratamiento.

Por último, un incentivo como este debería beneficiar tanto al titular de la planta como a los usuarios del sistema, de forma que si hay un ahorro de costes, no sólo por el posible desempeño del operador de las plantas, sino porque los porcentajes fuesen muy generosos, este ahorro debería repartirse entre el operador y los usuarios del sistema.

Finalmente, supuesto unos coeficientes de mermas iguales para el conjunto de la regasificación haría que la retribución pudiera depender de la modernidad de las instalaciones y de su uso, alterando el principio de recuperación de los costes.

En consecuencia, no parece adecuado establecer este incentivo.

Por todo ello, debería mantenerse el método de retención de mermas actual aunque reduciendo los coeficientes de mermas reconocidas. En particular, y a la vista de lo señalado en párrafos anteriores se propone mantener el coeficiente de retención de mermas para las entradas de gas a la red de transporte en 0,2% y fijar en 0,01% el coeficiente de retención para las plantas de regasificación.

De la misma forma no se considera procedente introducir una modificación de la retribución de la regasificación a mitad de año, máxime cuando no se da un tratamiento homogéneo a todo el sistema de transporte.

En cualquier caso, si se mantuviese el incentivo no sería necesario que se liquidase una vez al año por parte de la CNE: el transportista podría ir acumulando gas y venderlo a precio de mercado, pasando una parte de esos ingresos al sistema de liquidaciones.

En relación a los requisitos de información, como señalan las alegaciones de varias empresas, de acuerdo a lo establecido en las NGTS, los transportistas ya proporcionan gas al GTS cada mes sobre las mermas. No obstante los transportistas no proporcionan esta información anualmente a la CNE. De la misma forma el GTS debe enviar a la DGPEM una vez al año el estudio de mermas, pero no tiene obligación de enviarlo a la CNE. Por todo esto se considera que la actual redacción de la Orden Ministerial es mejor que la contenida en las NGTS.

Por último añadir que sería recomendable, desde un punto de vista de transparencia y claridad que también este mismo artículo recogiese cuáles son los porcentajes de retención para la distribución que ahora están dispersos en la normativa vigente.



### Redacción alternativa

#### **Artículo 3. Merms en las instalaciones del sistema gasista de la red básica**

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, se descontará, en concepto de merms por pérdidas y diferencias de medición ~~en la red básica~~, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes estándar que se indican a continuación:

- Cr = 0,01 ~~05~~% del gas descargado en las plantas de regasificación.
- Ca = 0% del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.
- Ct = 0,2% de las entradas de gas a la red de transporte primario (desde conexiones internacionales, yacimientos, plantas de regasificación o desde otros puntos de entrada fuera del sistema gasista).
- Cr<4 = 1% del gas suministrado y facturado en redes de presión menor o igual a 4 bar
- Cr>4 = 0,39% del gas suministrado y facturado en redes de presión mayor a 4 bar

2. En caso de que la cantidad total de gas descontada por un titular de una instalación por la aplicación de los coeficientes en vigor exceda de las merms reales de la instalación, la diferencia permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra. Si la cantidad retenida fuera inferior a las merms reales, la diferencia se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de la misma cuenta.

El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.

3. En caso de que a 1 de mayo, el volumen de gas de maniobra supere los 300 GWh, el exceso sobre dicha cifra se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón para el período comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del año siguiente.

4. Anualmente y antes del 1 de febrero de cada año, los transportistas presentarán al Gestor Técnico del Sistema, a la Comisión Nacional de Energía, y a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre la cantidad de gas retenido el año anterior por aplicación de los coeficientes en vigor, las merms reales producidas y el saldo positivo o negativo resultante.

El Gestor Técnico del Sistema realizará un estudio de las merms reales en las plantas de regasificación y en las redes de transporte y de distribución durante el año anterior, que presentará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de abril.

~~5. Anualmente y antes del 1 de junio, la Comisión Nacional de Energía valorará el saldo de merms, tanto positivo como negativo, de cada planta de regasificación, de acuerdo a la media aritmética del precio del gas de operación del año anterior. La cantidad resultante será adicionada a la retribución reconocida al titular de la planta o incluida en la liquidación del año como un pago único. Estos coeficientes de retención de merms permanecerán en vigor hasta que se pongan a disposición de los operadores de instalaciones del sistema gasista el gas proveniente de la próxima subasta de gas de operación y gas talón, en la que también se comprará el gas de merms~~

#### **4.3 Sobre el artículo 4. Modificación de la Orden ITC/3993/2006 sobre la retribución de actividades reguladas.**

##### Antecedentes:

Durante la elaboración de la propuesta de retribución para el año 2010 de las actividades reguladas de distribución y las instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, se puso de manifiesto que en la determinación de los valores provisionales del IPH<sup>4</sup> para el 2010 por la aplicación del método establecido se obtenían valores no acordes (7,32%) con los valores que previsiblemente serían una mejor

<sup>4</sup> IPH es igual a la semisuma de los valores de IPC e IPRI

estimación, y ello era debido a que el método de estimación del IPH provisional definidos por los artículos 3.4, 18.1 de la Orden ITC 3993/2006 no era aplicable en entornos con variaciones de precios negativos o próximos a cero.

En esta situación se hace aconsejable la modificación de lo dispuesto en los citados artículos 3.4, 18.1 de la Orden ITC 3993/2006, donde se definan nuevos métodos de estimación de los IPC e IPRI previstos para los años “n” y “n-1”, que no tengan los problemas puestos de manifiesto.

La Propuesta modifica los artículos 3.4, 18.1 y 18.5 de la Orden ITC 3993/2006, a continuación se describen las modificaciones que se proponen introducir en cada artículo:

#### Contenido de la modificación del artículo 3.4 de la ITC 3993/2006

La nueva redacción dada por la Propuesta para el artículo 3.4 de la ITC 3993/2006<sup>5</sup> modifica el método de estimación del IPC e IPRI provisional para el año “n”, estableciendo que se tomarán los valores interanuales disponibles para dichos índices los correspondientes a octubre del año “n-1”.

Así, la Propuesta modifica el método establecido, en la Disposición Final Primera de la ITC3802/2008, en el año 2009, para el cálculo de la retribución para el año “n”. Y ello, en dos formas:

En primer lugar, cambia los valores definitivos a tomar del IPH, actualmente a diciembre de cada año, por valores de IPH interanuales a octubre de cada año.

En segundo lugar, crea un nuevo concepto de retribución provisional calculada para cada año “n” de la actividad, estableciendo un sistema de regularización de la retribución al año siguiente de su cálculo una vez conocido el valor definitivo del IPH interanual a octubre del año “n”.

#### Consideraciones sobre la modificación del artículo 3.4 de la ITC 3993/2006

Esta Comisión ve necesario resolver el problema puesto de manifiesto sobre la determinación de los valores provisionales para el IPH del año “n” y está de acuerdo en que se tome como la mejor estimación para dicho valor, el valor del IPH interanual a octubre del año “n-1”, ya que es un valor perfectamente verificable y determinado al estar publicado.

---

<sup>5</sup> Actualizado para el año 2009 mediante Disposición Final Primera de la ITC3802/2008

Por otro lado, y tras el cambio de regulación introducido el año 2009 sobre este tema, mediante la Disposición Final Primera de la ITC/3802/2008, no parece conveniente introducir una nueva modificación en tan breve espacio de tiempo.

Adicionalmente, cabe señalar que la modificación regulatoria de la Propuesta introduciría una mayor complejidad al establecer para cada año “n” una primera retribución provisional, que luego se regularizaría al año siguiente con el valor definitivo del IPH interanual a octubre del año “n”, cuando, por el contrario, la modificación introducida por la Orden ITC3802/2008 indica que *“Los valores definitivos de IPC e IPRI se utilizarán a los únicos efectos de calcular las retribuciones que se determinen con posterioridad al momento en que se conozcan estos valores. En ningún caso se modificarán de forma retroactiva las retribuciones ya reconocidas por la actividad de transporte que se hubieran determinado con anterioridad al momento en que se conozcan los valores definitivos de IPC e IPRI.”*

Además, los cambios que introduce la Propuesta suponen un coste adicional para el sistema que no se tendría de mantener el actual modelo.

Así, la Propuesta consolidaría como definitivo para el año 2011, y siguientes, el valor de los IPHs provisionales aplicados en los años 2009 y 2010<sup>6</sup>, para el cálculo de la retribución del transporte<sup>7</sup> del año 2010. La consolidación de estos IPH provisionales aplicados para los años 2009 y 2010 se estima que podría suponer un mayor coste para las retribuciones del sistema gasista por la actividad de transporte de 11,7 millones de €/año.

Alternativamente al texto de la Propuesta, esta Comisión propone resolver los problemas detectados para la estimación del IPH provisional del año “n”, mediante la utilización del valor del IPH interanual a octubre del año “n-1” como estimador suficiente para el valor del IPH provisional para el año “n”, manteniendo el resto del articulado, con ello se consigue no consolidar en el año 2011 y siguientes los IPH provisionales aplicados para los años 2009 y 2010, para ello se propone la siguiente redacción para el artículo 3.4 de la ITC 3993/2006:

*“4. Para la determinación del coste de transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas “i” en el año “n”, Rin, se utilizarán los valores definitivos de los índices anuales oficiales de precios al consumo, IPC, y de los índices oficiales de precios industriales, IPRI, de los años anteriores, que se encuentren disponibles en*

---

<sup>6</sup> Los IPHs provisionales aplicados en los años 2009 y 2010 fueron 2,65% y 7,32% respectivamente, mientras que el IPH real para 2009 ha sido de 0,58% y el IPH a marzo 2010 es de 2,59%

<sup>7</sup> Para instalaciones con fecha de puesta en marcha anteriores al 1 de enero de 2008

*el momento de cálculo. Para los años "n-1" y "n", cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste del transporte del año "n", se emplearán para ambos años los valores interanuales disponibles provisionales de IPC e IPRI a octubre del año n-1. ~~Como valores provisionales, se tomarán el objetivo de IPC del Banco Central Europeo, y un valor de IPRI calculado aplicando a este valor provisional de IPC la relación entre los valores de IPRI e IPC de octubre de cada año.~~*

*Los valores definitivos de IPC e IPRI se utilizarán a los únicos efectos de calcular las retribuciones que se determinen con posterioridad al momento en que se conozcan estos valores. En ningún caso se modificarán de forma retroactiva las retribuciones ya reconocidas por la actividad de transporte que se hubieran determinado con anterioridad al momento en que se conozcan los valores definitivos de IPC e IPRI.*

*Para evitar que la retribución de las instalaciones dependa del momento de su inclusión en el régimen retributivo, al incluir instalaciones en el régimen retributivo, los valores unitarios a utilizar para calcular la retribución serán los que se hubieran establecido para el año de puesta en marcha de la instalación."*

### Contenido de la modificación de los artículos 18.1 y 18.5 de la ITC 3993/2006

El contenido de esta modificación en la actualización de la retribución de la distribución es similar a la discutida en el apartado anterior para la actualización de la retribución del transporte.

### Consideraciones sobre la modificación del artículo 18.1 y 18.5 de la ITC 3993/2006

Para la actualización de la retribución de distribución son válidos los mismos comentarios realizados para la actualización de la retribución del transporte: esta Comisión ve necesario resolver el problema puesto de manifiesto sobre la determinación de los valores provisionales para el IPH del año "n" y está de acuerdo en que se tome como la mejor estimación para dicho valor, el valor del IPH interanual a octubre del año "n-1", ya que es un valor perfectamente verificable y determinado y estar publicado.

Por otro lado, y tras el cambio de regulación introducido el año 2009 sobre este tema, mediante la Disposición Final Primera de la ITC/3802/2008, no parece conveniente introducir una nueva modificación en tan breve espacio de tiempo

Adicionalmente, la modificación regulatoria de la Propuesta introduciría una mayor complejidad al establecer para cada año "n" una primera retribución provisional, que luego se regularizaría al año siguiente con el valor definitivo del IPH interanual a octubre del año "n", cuando la modificación introducida por la Orden ITC3802/2008 indica que *"la retribución de la actividad de distribución de cada año se actualizará conforme se disponga de previsiones más exactas o se conozcan las cifras definitivas de demanda y clientes"*. Es decir, mantiene implícitamente un paralelismo con el mecanismo utilizado en la actividad de transporte, los valores definitivos de IPC e IPRI se utilizarán a los únicos efectos de calcular las retribuciones que se determinen con posterioridad al momento en

que se conozcan estos valores, y en ningún caso para modificar de forma retroactiva las retribuciones ya reconocidas que se hubieran determinado con anterioridad al momento en que se conozcan los valores definitivos de IPC e IPRI.

Además, los cambios que introduce la Propuesta suponen un coste adicional para el sistema que no se tendría de mantener el actual modelo.

La Propuesta consolidaría como definitivo para el año 2011, y siguientes, el valor de los IPHs provisionales aplicados en los años 2009 y 2010<sup>8</sup>, para el cálculo de la retribución del distribución del año 2010. La consolidación de estos IPH provisionales aplicados para los años 2009 y 2010 se estima que podría suponer un mayor coste para las retribuciones del sistema gasista por la actividad de distribución de 78,0 millones de €/año.

Alternativamente al texto de la Propuesta esta Comisión propone resolver los problemas detectados para la estimación del IPH provisional del año “n”, mediante la utilización del valor del IPH interanual a octubre del año “n-1” como estimador suficiente para el valor del IPH provisional para el año “n”, manteniendo el resto del articulado, con ello se consigue no consolidar en el año 2011 y siguientes los IPH provisionales aplicados para los años 2009 y 2010, para ello se propone la siguiente redacción para los artículos 18.1 y 18.5 de la ITC 3993/2006:

(...)

-  $IPH_k^D$  = semisuma de los valores anuales definitivos del IPC e IPRI del año “k”.

(...)

-  $IPH_j^P$  = semisuma de los valores provisionales de IPC e IPRI del año “j”. Como valores provisionales para los años “n-1” y “n”, se tomarán para ambos años los valores disponibles de IPC e IPRI interanuales a octubre del año “n-1”. ~~se tomarán el objetivo de IPC del Banco Central Europeo, y un valor de IPRI calculado aplicando a este valor provisional de IPC la relación entre los valores de IPRI e IPC de octubre del año “j”.~~

(...)

*“5. La retribución de la actividad de distribución de cada año se actualizará conforme se disponga de previsiones más exactas o se conozcan las cifras definitivas de demanda y clientes. Estas actualizaciones se incluirán en las liquidaciones del año “n”.*

---

<sup>8</sup> Los IPHs provisionales aplicados en los años 2009 y 2010 fueron 2,65% y 7,32% respectivamente, mientras que el IPH real para 2009 ha sido de 0,58% y el IPH a marzo 2010 es de 2,59%

#### **4.4 Sobre el artículo 5. Contenido de las actas de puesta en servicio de las instalaciones**

##### Contenido de la propuesta

Este artículo impone la inclusión de tablas resumen de características técnicas estandarizadas en las actas de puesta en marcha de las instalaciones de transporte que se pongan en marcha a partir de su publicación.

##### Consideraciones sobre la Propuesta

Se considera adecuada la inclusión en las Actas de Puesta en Marcha de tablas resumen estandarizadas, para que en las misma se incluya la información relativa a las características técnicas de las instalaciones a las que se refiere en Acta; de forma que, unívocamente, se identifique la información más relevante de las instalaciones al objeto de su consideración en los procesos de determinación cálculo de retribución a los efectos de su inclusión en el sistema retributivo.

Esta medida ha de coadyuvar a mejorar los niveles de fiabilidad y trazabilidad del proceso de cálculo de la retribución, que se caracteriza por ser un proceso complejo derivado de la propia regulación.

De hecho, la gestión manual de una gran cantidad de datos procedentes de diversas fuentes de información y que están en constante cambio es una tarea compleja que requiere de un esfuerzo en términos de tiempo y recursos. Por tanto, la estandarización de la información facilita las tareas de seguimiento y verificación de la misma, permitiendo la implantación de procesos automatizados y bases de datos documentales.

En relación con los Anexos cabe señalar que no está claro el alcance de los apartados a) y b)<sup>9</sup> recogidos en el mismo. Del redactado actual, se infiere que se desea desarrollar unos formularios y/o protocolos de envío del Acta y sus tablas adjuntas; para ello, la CNE

---

9 El Anexo, antes de establecer las tablas de remisión de información indica:

- a) *Se deberá proponer por cada transportista de un sistema de codificación identificativo único para cada ítem de las tablas siguientes. Dicho código se podrá utilizar para indexaciones en bases de datos.*
- b) *Las tablas propuestas se remitirán en formato impreso y por medios telemáticos, tanto al MITyC-DGPEyM, como a la CNE. Posteriormente, el MITyC a propuesta de la CNE definirá los nombres codificados de los campos y sus características, así como los formularios y/o protocolos utilizados en el envío.*

debe realizar una propuesta al MITyC para la codificación de las instalaciones y los campos de las tablas resumen a partir de las propuestas realizadas por los transportistas. Esta Comisión considera conveniente la propuesta realizada, aunque no considera apropiado recoger estas instrucciones en el Anexo sino en el propio artículo 5, dejando en el Anexo exclusivamente las tablas.

En relación con el contenido de las Tablas del Anexo esta Comisión propone la inclusión de otros datos necesarios, así como de datos complementarios de cara a su homogenización con la información requerida en la auditoría de instalaciones.

Con estas modificaciones se pretende, además, que queden contempladas todas las actuaciones posibles, tanto de nuevas instalaciones de transporte como de modificaciones de las mismas. Las modificaciones propuestas son las siguientes para cada tabla del Anexo:

- Gasoductos, tramos de gasoductos y posiciones

Las modificaciones y ampliaciones de posiciones son habituales al objeto de satisfacer nuevos puntos de entrega Transporte-Transporte (PCTT), Transporte - Distribución (PCTD), o Transporte – Línea Directa (PCTLD), por lo que se propone incluir un texto similar al recogido sobre las ampliaciones de Estaciones de Compresión y Estaciones de Regulación y Medida:

*(\*) En caso de ampliaciones y modificaciones de obra lineal o posiciones deberá indicarse en el nombre de la instalación y mostrarse dos cuadros, uno con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INICIALES y otro con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FINALES*

Además, al objeto de facilitar y simplificar los envíos de información actualizada sobre las posiciones de gasoductos, se propone separar las tablas referentes a obra lineal y posiciones. De esta forma, en el caso de una ampliación de posición para incorporar una nueva derivación a la misma y construir una nueva ERM/EM, además de la tabla de la ERM/EM, sólo se debería enviar dos tablas correspondientes a la posición: una con las características técnicas iniciales y otra con las finales, y no dos tablas con toda la información de los gasoductos.

En relación con la información contenida en las tablas, se considera necesario:

- Completar la identificación de las instalaciones, con la Provincia, en el caso de gasoductos y con el Municipio y Punto Kilométrico (PK) en el caso de las posiciones.
  - Añadir información básica sobre la configuración de los tramos del gasoducto, es decir si son parte de la línea principal, son ramales o acometidas, y sobre sus características técnicas como el tipo de acero utilizado.
  - Separar en celdas diferentes la información relativa al tipo de posición. Por una parte, la información relevante al momento de construcción de la posición (Simultánea/Posterior a la ejecución del gasoducto) y, por otra parte, la referente al tipo de posición (Seccionamiento/Derivación/Trampa Rascadores).
  - Añadir información relativa a la superficie que ocupan las posiciones, y en el caso de las posiciones de derivación, indicar si la instalación lineal conectada se trata de otro gasoducto de transporte, antena de distribución, línea directa o acometida.
- Estaciones de compresión

Se considera necesario completar la identificación de las instalaciones, con la posición, el municipio y la provincia donde está ubicada la estación de compresión.

Asimismo, se considera conveniente separar la información correspondiente a la EC en su conjunto de la información relativa a los turbocompresores que la conforman. Para ello, dentro de la tabla de cada EC, se identificará cada turbo compresor indicando, si está en operación o en reserva, la potencia instalada y el caudal nominal.

- Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida

Se considera necesario completar la identificación de las instalaciones, con la posición, el municipio y la provincia donde está ubicada la estación de compresión.

Con objeto de simplificar y clarificar la información referente al tipo de ERM/EM se propone separar la información en varias columnas para cada uno de los subtipos. Además, se considera conveniente separar la información correspondiente a la ERM en su conjunto de la información relativa a líneas que la conforman. Para ello, dentro de la tabla de cada ERM, se identificará cada línea indicando si está en operación o en reserva, si es una línea original de la ERM/EM, adicional o modificada, y el caudal nominal.



Asimismo, se propone reducir la precisión del dato de caudal, a un valor entero sin decimales, ya que en la mayoría de los casos se trata de valores teóricos aproximados, correspondientes a la presión de salida de la ERM/EM.

Por último, señalar que se ha incorporado una nota, en la que se indica que las modificaciones o ampliaciones de posición asociadas a la construcción de una ERM/EM deben detallarse en la tabla de Gasoducto/Posiciones.

En consecuencia, se propone el siguiente redactado del Artículo 5 de la Propuesta y su Anexo:

*Artículo 5. Información a incluir en las actas de puesta en servicio de las instalaciones de transporte*

*1. Las actas de puesta en servicio de las instalaciones de transporte de gas natural, emitidas con posterioridad a la entrada en vigor de la presente orden e incluidas a efectos retributivos en el Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008 deberán incluir, debidamente completadas, las tablas incluidas en el Anexo, formando parte integrante de la propia Acta.*

*2. Por Resolución del Director General de Política Energética y Minas se podrá modificar o ampliar el contenido de dichas tablas.*

*3. Al objeto de poder utilizarse para su indexación en bases de datos, el MITyC, a propuesta de la CNE, establecerá un sistema de codificación identificativo único para cada una de las instalaciones de transporte y sus características. Para ello, la CNE definirá los campos a partir de las propuestas que le remitan cada uno de los transportistas relativo a su sistema de codificación identificativo de instalaciones.*

**ANEXO**

**Tabla resumen a incluir en las actas de puesta en marcha de las instalaciones de transporte**

- a) Se deberá proponer por cada transportista de un sistema de codificación identificativo único para cada ítem de las tablas siguientes. Dicho código se podrá utilizar para indexaciones en bases de datos.
- b) Las tablas propuestas se remitirán en formato impreso y por medios telemáticos, tanto al MITyC-DGPEyM, como a la CNE. Posteriormente, el MITyC a propuesta de la CNE definirá los nombres codificados de los campos y sus características, así como los formularios y/o protocolos utilizados en el envío.

**1-Gasoductos o tramos de gasoductos**

**1.a Obra Lineal**

Identificación del gasoducto	Identificación del Tramo	Provincia	Tipo de Línea (1)	Posición Inicial (3)	Posición Final (3)	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS			
						Longitud (en metros. con dos decimales)	Diámetro Nominal (")	Presión de diseño (bar)	Tipo de Acero (2)

(1) Indicar si se trata de la Línea Principal (LP), un Ramal del Gasoducto (R), o Acometida de un Punto de Suministro (APS)

(2) Indicar la calidad del Acero empleado

(3) En el supuesto, que el inicio o fin del tramo no sea una posición, se indicará el término municipal y, en su caso, se indicará si coincide con el límite provincial

**1.b Posiciones**

Identificación del gasoducto	Identificación del Tramo	Diámetro Tramo (")	Identificación de la posición	Tipo de Actuación (2)	Ubicación			CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (1)		
					PK Gasoducto	Municipio	Provincia	Tipo de la posición (S/D/T) (3)	Simultánea / posterior (4)	Tipo de gasoducto Aguas Abajo (5)
-	-	-			-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-
	-	-			-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de obra lineal o posiciones deberán mostrarse dos cuadros, uno con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INICIALES y otro con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FINALES

(2) Indicar si se trata de una posición Nueva o una Modificación/Ampliación de una existente

(3) Indicar el tipo de Posición: Posición de Seccionamiento (S), Posición de Derivación (D), Posición Trampa Rascadores Simple (TS), Posición Trampa Rascadores Doble (TD)

(4) Indicar si la Posición es Simultánea o Posterior. Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el Proyecto inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor, o transportista, al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea.

(5) Indicar, en los casos que exista una derivación, si el gasoducto aguas debajo de la posición es un Gasoducto de Transporte (GT), una Antena para una Red de Distribución (AD), una Línea Directa (LD) o Acometida de un Punto de Suministro (APS)

(\*) Tipo de posición:

S: Posición de Seccionamiento

D: Posición de Derivación

T: Posición Trampa de Rascadores (1)

P: Posición posterior a la Obra lineal (2)

Pueden darse varios tipos en una sola posición

(1) Una posición con trampas de lanzamiento y recepción se considera formada por dos posiciones de rascadores

(2) Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el Proyecto inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor, o transportista, al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea.

## 2- Estaciones de Compresión

Identificación de la Estación de Compresión (*)	Ubicación			CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS TURBOCOMPRESORES DE LA EC (1)				
	Identificación de la posición del Gasoducto	Municipio	Provincia	Identificación del Turbo Compresor	Tipo de Actuación (2)	Situación Operativa (3)	Potencia ISO (kW)	Caudal Nominal

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de EC deberán mostrarse dos cuadros, uno con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INICIALES y otro con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FINALES  
 (2) Indicar si se trata de un Turbocompresor Nuevo o una Modificación/Ampliación de uno existente  
 (3) Indicar la situación operativa del Turbocompresor.: en Operación (O) o en Reserva (R)

Identificación de la Estación de Compresión (*)	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (**)				
	Presión de diseño (bar)	Nº de turbocompresores en operación	Nº de turbocompresores en reserva	Potencia de cada turbocompresor instalado (kW)	Potencia total instalada (kW)
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-

(\*) En caso de ampliaciones deberá indicarse en el nombre de la instalación.

(\*\*) En caso de ampliaciones deberán mostrarse dos cuadros, uno con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INICIALES y otro con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FINALES.

### 3- Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida

Identificación de la ERM / EM	Ubicación			CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE ERM/EM (1)						Características Técnicas Líneas			
	Identificación Posición del Gasoducto	Municipio	Provincia	Tipo de Instalación (2)	Tipo de Actuación (3)	Simultánea / posterior (4)	Tamaño (Tipo G) (5)	Presión entrada (bar)	Presión Salida (bar)	Identificación Línea de a ERM/EM	Tipo de Acción (6)	Situación Operativa (Operación o Reserva)	Caudal de salida por línea (m <sup>3</sup> (n)/h)

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de ERM/EM deberán mostrarse dos cuadros, uno con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INICIALES y otro con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FINALES

(2) Indicar si se trata de una ERM, una EM o una EM de Ultrasonido (EMUS)

(3) Indicar si se trata de una instalación Nueva o una Modificación/Ampliación de una existente.

(4) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (D), o se transforme una posición de seccionamiento (Tipo S) existente en posición de derivación (Tipo D).

(5) Para EM de Ultrasonido, se indicará el tamaño equivalente de una EM estándar.

(6) Se identificará si es una línea de la ERM/EM inicial (Inicial), si es una línea Adicional (Adicional) o si es una línea modificada (Modificada)

NOTA: Las nuevas posiciones o modificaciones en la posición donde se ubique la ERM/EM deben incluirse en la tabla de gasoductos y posiciones.

Identificación de la ERM/EM (*)	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (**)						
	Tipo(ERM/EM/EM-US/ERM-P/EM-P/LA-ERM/LA-EM (***))	Tipo-G	Presión-entrada (bar)	Presión-salida (bar)	Nº líneas en operación	Nº líneas en reserva	Caudal de salida por línea (m <sup>3</sup> (n)/h con dos decimales)
-	-		-	-	-	-	-
-	-		-	-	-	-	-

(\*) En caso de ampliaciones deberá indicarse en el nombre de la instalación.

(\*\*) En caso de ampliaciones deberán mostrarse dos cuadros, uno con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INICIALES y otro con las CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FINALES.

(\*\*\*) Tipo

ERM: Estación de Regulación y Medida

ERM-P: ERM posteriores (2)

LA-ERM: Línea Adicional en ERM (3)

EM: Estación de Medida

EM-P: EM posteriores (2)

LA-EM: Línea Adicional en EM (3)

EM-US: EM de Ultrasonido (1)

Pueden darse varios tipos a la vez

(1) Aplicable a EM equivalentes a un tamaño de G-1000 o superior

(2) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (D), o se transforme una posición de seccionamiento (Tipo S) en posición de derivación (Tipo D).

(3) Aplicable a nuevas líneas construidas sobre ERM/EM existentes y pem después de 5 años

Otras características de las ERM/EM:

- a) Sistema de calentamiento, con calderas situadas en otro recinto y cambiadores de calor sobre las líneas de regulación.
- b) Equipamiento telemático.
- c) Ubicación dentro de caseta de obra
- d) Recinto vallado y dotado, en su caso, de sistemas de seguridad patrimonial (aplicable sólo a casetas y posiciones de válvulas)

SI/NO

SI/NO

SI/NO

SI/NO

#### **4.5 Sobre la disposición adicional primera. Mandato a la CNE para elaborar una metodología de cálculo del peaje interrumpible**

##### Contenido de la Disposición

Se propone encargar a la CNE la realización de un estudio sobre la modalidad de acceso interrumpible que deberá incluir un análisis coste-beneficio, y propuesta de peaje de aplicación, condiciones y forma de adjudicación.

##### Valoración de la CNE

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, introdujo por primera vez, a través de su artículo 12, la existencia de un peaje de acceso a las instalaciones gasistas en la modalidad interrumpible.

En la Resolución 14314 de 25 de julio de 2006 se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista, procedimiento que se viene actualizando anualmente. Desde entonces, la cantidad máxima global de interrumpibilidad fijada para el conjunto del sistema en los distintos periodos anuales ha sido constante (150 GWh/día) en todos los periodos anuales.

De acuerdo con la información disponible, en los últimos años no ha sido necesario recurrir en ninguna ocasión a la aplicación de interrumpibilidad como medida de gestión de demanda en el sistema gasista español, con excepción de la interrumpibilidad por “viabilidad condicionada” aplicada en gasoductos estructuralmente saturados.

Parece adecuada la realización de un estudio sobre la necesidad de oferta de peaje interrumpible y el descuento asociado a dicho peaje, de manera que refleje la probabilidad de interrupción, y se defina el volumen adecuado de demanda interrumpible necesario para la gestión del sistema, en consonancia con los niveles de cobertura del sistema gasista.

En cualquier caso, entre los planes de actuación de esta Comisión se contempla el desarrollo de una metodología asignativa de costes de acceso que garantice la recuperación eficiente de los costes regulados y la repercusión a los consumidores, a través de los precios regulados, de los costes en lo que sus suministros hacen incurrir al sistema. Este estudio de cálculo del peaje interrumpible debiera enmarcarse en el desarrollo de la nueva metodología asignativa de costes para determinar peajes y

cánones.

#### **4.6 Sobre la disposición adicional segunda. Tratamiento de los clientes que han perdido el derecho de acogerse a la TUR.**

##### Contenido de la Disposición

El artículo tiene por objeto establecer medidas para facilitar la elección de suministrador a los clientes que han perdido el derecho de acogerse a la TUR.

- Se define un texto informativo a incluir por los CUR en las facturas a los consumidores que han perdido su derecho a acogerse a la tarifa de último recurso.
- Se obliga a los distribuidores a proporcionar a la OCSUM el listado de los puntos de suministro que correspondan a clientes suministrados por comercializadores de último recurso con consumo superior al umbral máximo anual establecido para que dicha información sea accesible al resto de comercializadoras, con el fin de facilitarles la realización de ofertas a estos clientes.

##### Valoración de la CNE

La liberalización del suministro de gas natural va acompañada de una progresiva desaparición de las tarifas reguladas de suministro de gas. A partir del día 1 de julio de 2009, desaparecieron las tarifas de último recurso T3 y T4 que afectan a 60.000 clientes, estableciéndose un periodo transitorio de 9 meses para que dichos consumidores dispusieran de tiempo suficiente para elegir suministrador en el mercado a precio libre.

De acuerdo con lo previsto en la Orden ITC/1660/2009, las tarifas transitorias T3 y T4 han dejado de publicarse a partir del 1 de abril de 2010. No obstante, aún permanecen suministrados a través de los Comercializadores de Último Recurso unos 10.000 consumidores de gas que ya no tienen derecho a este tipo de suministro a precio regulado.

A la vista de esta situación y para que estos clientes tengan un plazo adicional para elegir suministrador, y puedan permanecer suministrados a través de un Comercializador de último recurso, esta Comisión propone el establecimiento de una prórroga hasta el 31 de diciembre de 2010, por similitud con los consumidores eléctricos que están en la misma situación.

Se propone por lo tanto la inclusión del siguiente párrafo a la Disposición adicional segunda:

Los consumidores acogidos hasta el 31 de marzo de 2010 a las tarifas transitorias T3 y T4 y que permanezcan suministrados a través del Comercializador de último recurso, dispondrán de un periodo de prórroga, hasta el 31 de diciembre de 2010, para efectuar un contrato de suministro a precio libre, con el suministrador de su elección. Durante este periodo, el Comercializador de último recurso deberá informarles de cualquier variación en las tarifas aplicadas con al menos 15 días de antelación.

Por otra parte, se considera que se debe mejorar la información a incluir en las facturas de dichos clientes, incluyendo en el texto una frase adicional en la que se informe al cliente sobre la necesidad de realizar un contrato de suministro de gas a precio libre con cualquiera de los comercializadores autorizados. Además, en lugar de facilitar al consumidor la dirección de la página web de la CNE donde se encuentra el listado de comercializadores a los que puede solicitar ofertas, resulta mucho más eficaz y facilitaría las consultas de los consumidores si en la propia factura se incluyera una copia de dicho listado.

Además se propone ampliar la obligación establecida en el artículo 2.7 del Real Decreto 104/2010 a todos los periodos transitorios durante los cuales el consumidor debe necesariamente buscar un comercializador: el periodo de tres meses desde el momento en que el consumidor ha superado el límite establecido para acogerse a la TUR y el periodo de un mes desde cuando el consumidor se ha encontrado sin un contrato en vigor con el comercializador.

En relación con la obligación del distribuidor de facilitar a la OCSUM el listado de los puntos de suministro que correspondan a clientes suministrados por comercializadores de último recurso con consumo superior al umbral máximo anual establecido para que dicha información sea accesible al resto de comercializadoras, se considera que es una medida adecuada para facilitar la realización de ofertas a estos clientes. Además, se debería recoger en la propia disposición los plazos de que dispone el distribuidor para proporcionar la información a OCSUM.

En todo caso, cabe recordar la conveniencia de armonizar la normativa de gas y electricidad en todos aquellos aspectos que presentan la misma problemática, como es el caso de los indicados en esta disposición.



#### **4.7 Sobre la disposición adicional tercera. Mandato a la CNE para elaborar el contenido de las auditorías de inversiones**

##### Contenido de la Propuesta

La Propuesta indica que la CNE remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de 12 meses, una propuesta de requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías de inversiones de infraestructuras a incluir en la red básica, a efectos retributivos.

##### Valoración de la CNE

La referencia al concepto técnico de auditoría derivado de las disposiciones de la Ley 19/1988, de 12 de julio, de Auditoría de Cuentas, se ha manifestado como inconveniente en la aplicación práctica del régimen retributivo aplicable al sector del gas natural (Real Decreto 326/2008), para las instalaciones de transporte puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

En consecuencia, se propone la sustitución de la referencia al concepto de auditoría contenido en la Disposición adicional tercera de la propuesta de Orden por otro concepto que no esté condicionado por su alcance técnico-jurídico, por la expresión “procedimiento regulado de acreditación de inversión”.

En todo caso, se valora positivamente este mandato a la CNE, ya que con motivo del informe realizado por esta Comisión, de fecha 22 de abril de 2010, sobre la propuesta de resolución de la DGPEyM relativa a la inclusión en el régimen retributivo del sistema gasista del gasoducto , propiedad de , entre otros temas, se puso de manifiesto que la normativa actual exige Auditorías para la determinación del valor real de la inversión realizada, cuando en realidad las empresas titulares de las instalaciones presentan informes de Procedimientos Acordados, así como que los Procedimientos Acordados no proporcionan un nivel de seguridad adecuado de la inversión realizada.

No obstante, ha de indicarse que la exigencia de las auditorías no se ciñe únicamente a las instalaciones que pertenecen a la red básica, sino que también está establecido que

las empresas han de aportar auditorías sobre las inversiones realizadas en el caso de la retribución específica<sup>10</sup> de instalaciones de distribución. Asimismo, dichas auditorías son necesarias en los estudios sobre los costes de operación y mantenimiento de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo.

Por tanto, se propone extender el mandato sobre requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías de inversiones de infraestructuras a incluir en la red básica, a la totalidad de las infraestructuras que sean objeto de retribución regulada, así como, a los costes anuales de operación y mantenimiento de las distintas actividades reguladas.

A tal fin, se propone el siguiente texto:

*Disposición adicional tercera. Procedimiento regulado de acreditación de inversiones.*

*La Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de 12 meses, una propuesta de requisitos mínimos que han de cumplir ~~las auditorías~~ los procedimientos regulados de acreditación sobre de inversiones de infraestructuras que sean objeto de retribución regulada y sobre los costes anuales de operación y mantenimiento o explotación de las actividades reguladas a incluir en la red básica, a efectos técnicos y retributivos.*

#### **4.8 Sobre la disposición adicional cuarta. Mandato a la CNE para analizar la posibilidad de implantación de contadores de gas inteligentes**

##### Contenido de la disposición.

Se propone encargar a la Comisión Nacional de Energía la elaboración de un estudio que analice la posibilidad de ampliar la obligación de disponer de equipos de telemedida para los consumidores industriales, así como la posibilidad de implantar contadores inteligentes en el ámbito del suministro a consumidores domésticos y comerciales.

Adicionalmente, el estudio debe analizar la conveniencia de ampliar el número de equipos de medida en los puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución, así como en los puntos de conexión entre distribuidores en cascada

##### Valoración por la CNE.

La nueva Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, establece que los Estados Miembros

---

<sup>10</sup> Disposición Adicional segunda de ITC 3520/2009

deberán realizar una evaluación económica de los costes y beneficios para el mercado y el consumidor de la introducción de sistemas de contador inteligente (“*smart meters*”) que contribuyan a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de gas. Dicho estudio analizará si esta introducción es económicamente razonable y rentable, y del plazo para su distribución.<sup>11</sup>

Actualmente ya existen distintas iniciativas europeas orientadas a la búsqueda de la armonización técnica de los requisitos que deben cumplir los contadores inteligentes de gas y electricidad.

En particular, el grupo de reguladores europeos tiene previsto realizar en los próximos meses, una consulta pública sobre el documento “Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas”.

Aunque dicho documento es todavía un borrador, en el mismo se recomienda que el análisis coste – beneficio de la introducción de los contadores inteligentes deben incluirse los beneficios potenciales sobre su implantación sobre toda la cadena de valor, es decir, consumidores, suministradores y operadores de redes.

Por ello, se considera adecuada la realización de un estudio por parte de la CNE con la evaluación económica de los costes y beneficios de la introducción de sistemas de contador inteligente (“*smart meters*”) para los consumidores de gas, de acuerdo con lo previsto en el anexo de Directiva 2009/73/CE.

---

<sup>11</sup> Directiva 2009-73-CE. Anexo I. Punto 2. “Los Estados miembros garantizarán la utilización de sistemas de contador inteligente que contribuirán a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de gas. La aplicación de estos sistemas de medición podrá ser objeto de una evaluación económica de todos los costes y beneficios a largo plazo para el mercado y el consumidor, o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable. y del plazo viable para su distribución. Dicha evaluación se llevará a cabo a más tardar el 3 de septiembre de 2012.

Sobre la base de dicha evaluación, los Estados miembros o cualquier autoridad competente que aquellos designen prepararán un calendario para la aplicación de sistemas de contador inteligente.

Los Estados miembros o cualquier autoridad competente que designen garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de medición que se van a utilizar en sus territorios respectivos, y tendrán debidamente en cuenta el uso de las normas y mejores prácticas apropiadas, así como la importancia del desarrollo del mercado interior del gas natural.

En caso de que en dicha evaluación se concluya que la introducción de esos sistemas de medición solo es razonable desde el punto de vista económico y rentable para los consumidores que consumen una determinada cantidad de gas, los Estados miembros pueden tener en cuenta este aspecto cuando introduzcan en la práctica dichos sistemas de contador inteligente.”

”

#### ***4.9 Sobre la disposición adicional quinta. Medidas de simplificación administrativa y racionalización de las solicitudes de información***

##### *Contenido de la disposición.*

Se propone a la CNE la realización de un análisis para simplificar y racionalizar las solicitudes de información a los agentes del sistema gasista procedentes de las distintas autoridades y organismos con competencias sobre el sector gasista.

##### *Valoración por la CNE*

Diversos miembros del Consejo Consultivo han expresado su satisfacción por la propuesta ministerial de reducir la carga administrativa que supone las diferentes peticiones de información que han de cumplimentar las empresas. En este sentido, solicitan consensuar la información requerida, los formatos, así como el establecimiento de un único receptor. Asimismo, consideran necesario que se dé prioridad a este mandato acortando el tiempo para su ejecución.

La CNE comparte la preocupación de los agentes en relación con la necesidad de realizar acciones para la simplificación administrativa y racionalización de las peticiones de información de las distintas administraciones públicas a las empresas del sector. Para ello, la CNE realiza una importante tarea de publicación y divulgación de información estadística de datos relativos al sector de gas natural, tanto nacional como a nivel de Comunidades Autónomas, que puede utilizarse por otras administraciones públicas, evitando así redundancias en las peticiones de información.

Por otra parte, cabe desatacar que el tercer paquete energético amplía las funciones de supervisión de los mercados de gas y electricidad atribuidas a los organismos reguladores independientes. Resulta necesario que la Comisión Nacional de Energía se provea, a través de las correspondientes Circulares, de información actualizada y veraz para realizar sus funciones de supervisión de la competencia y el buen funcionamiento de los mercados energéticos y de las funciones que tiene asignadas.

Por ello, no debe confundirse la racionalización de las peticiones de información, evitando redundancias en la información solicitada, con la reducción del contenido de la información que requieren los organismos reguladores para el ejercicio de sus funciones. Por otra parte, el número de circulares emitidas por la CNE sobre el sector gasista (3

circulares, incluyendo una Circular contable, común con electricidad) es muy inferior al número de circulares emitidas sobre el sector eléctrico (14 circulares desde el año 2005).

Por último, en relación con la racionalización de las peticiones de información, cabe recordar que la CNE ya se pronunciaba, en el informe preceptivo realizado en 2008, sobre la Resolución de 15 de diciembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen formularios para la remisión de información de los sujetos del sistema de gas natural, en los siguientes términos:

*“Dado que una parte relevante de esta información es necesaria para efectuar la supervisión del mercado gasista encomendada a la CNE también puede ser de utilidad a la Dirección General de Política Energética y Minas y a CORES, parece adecuado unificar en una única petición a los agentes del sector, todas las necesidades de información que necesitan las tres entidades. “*

Para ello, junto con el informe de la CNE se acompañaba una propuesta unificada de formularios que incluían la información adicional necesaria para las labores de supervisión de la CNE, y eliminaban otros formularios innecesarios.

La inclusión de las recomendaciones de la CNE en la Resolución de la DGEPyM, de 15 de diciembre de 2008, entre otras acciones, permitiría adaptar los formularios de la resolución al contenido y formato de las Circulares 4 y 5 / 2008 de la CNE y eliminar así las redundancias entre ambos.

#### **4.10 Sobre la disposición final primera. Modificaciones sobre la Orden ITC/3520/2009, sobre peajes, cánones y retribución**

##### Valoración por la CNE

Sobre las correcciones de errores advertidos en la Orden ITC/3520/2009<sup>12</sup> recogidas en la Propuesta de Orden, considerando el tiempo transcurrido desde la publicación de la citada Orden, parecería más ajustado a derecho que la pretendida corrección de errores se canalizase a través de la modificación de la citada Orden, como por otro lado así lo recoge expresamente tanto el propio título de la comentada disposición no articulada como sus sucesivos apartados 2 a 12. En cualquier caso cabe hacer las siguientes valoraciones:

---

<sup>12</sup> Por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasista para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

- En relación con las correcciones efectuadas por el punto 5º de la Disposición en la Disposición Adicional Cuarta, que modifica la Disposición Adicional Segunda de la Orden ITC/3995/2006, señalar que, efectivamente, la Orden ITC/3995/2006 establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, y no “la retribución de las actividades de regasificación” que indicaba el redactado original de la Orden ITC/3520/2009.
- En relación con las correcciones efectuadas por los puntos 6º, 7º y 8º de la Disposición en el Anexo IV sobre “Retribución de las actividades reguladas para el año 2010”<sup>13</sup>, señalar que esta Comisión, una vez analizada la información disponible en su Sistema de Información para la Determinación de la Retribución de Activos (SIDRA), está de acuerdo con las correcciones efectuadas.
- En relación con las correcciones efectuadas por los puntos 9º, 10º y 11º de la Disposición en el Anexo IV sobre “Retribución de las actividades reguladas para el año 2010”<sup>14</sup>, señalar que esta Comisión está de acuerdo, puesto que la correcciones propuestas recogen las notas e indicaciones realizadas por esta Comisión tanto en el Informe preceptivo de la Orden Ministerial ITC/3520/2009, como en la Propuesta de Valores Unitarios de Referencia de Inversión y O&M que realizó esta Comisión de acuerdo con al Mandato encomendado a la Comisión Nacional de la Energía (en adelante CNE), establecido en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008.
- En relación con las correcciones efectuadas por el punto 12º de la Disposición en el apartado 1 “Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos para el año 2010” del Anexo VII “Valores Unitarios de inversión

<sup>13</sup> En concreto, modificación de las tablas del apartado 1 “Retribución a las empresas que realizan Actividades de Distribución”; del apartado 2 “Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gasto de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte”; y del apartado 3 “Retribución en concepto de amortización retribución financiera y costes de O&M fijos de las empresas titulares de instalaciones de regasificación”

<sup>14</sup> En concreto, modificación de las tablas del apartado 1 “Retribución a las empresas que realizan Actividades de Distribución”; del apartado 2 “Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gasto de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte”; y del apartado 3 “Retribución en concepto de amortización retribución financiera y costes de O&M fijos de las empresas titulares de instalaciones de regasificación”

del año 2009 y de operación y mantenimiento del año 2010 de las plantas de regasificación”, señalar que esta Comisión está de acuerdo con los motivos que las justifican.

Adicionalmente, esta Comisión considera que se debe subsanar una errata en relación al año al que hacen referencia los valores unitarios de inversión en el título del Anexo VII “Valores Unitarios de inversión del año 2009 y de operación y mantenimiento del año 2010 de las plantas de regasificación”, siendo el valor correcto el año 2010. Además, y al objeto de precisar el alcance del anexo, se recomienda sustituir el título actual por el siguiente “Valores Unitarios de Inversión de instalaciones puesta en marcha en 2010 en las plantas de regasificación y Valores Unitarios de Operación y Mantenimiento del año 2010 para las plantas de regasificación”

Las razones que justifican la citada corrección se exponen a continuación:

Tal y como puede observarse en la figura 4.1, la Orden ITC/3994/2006 estableció los valores unitarios de inversión para el año 2006, los valores unitarios de O&M para el año 2007, así como las fórmulas de actualización de los mismos. En junio de 2007, la Orden ITC/1968/2007 indica cómo determinar los valores unitarios de O&M para 2006, visto que no estaban definidos (ya que la Orden ITC/4099/2005 establecía los valores unitarios de inversión y explotación correspondientes al año 2005).

En diciembre de 2007, la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, estableció los valores unitarios de inversión y O&M para el año 2008, así como las fórmulas de actualización de los mismos. En consecuencia, esta Comisión interpretó que tanto los valores unitarios de inversión como los de O&M seguían la misma pauta de actualización y publicación.

*Los valores unitarios de un año “n” son publicados a finales de diciembre del año “n-1”, y se obtienen aplicando el incremento interanual de los índices de precios entre octubre del año “n-1” y octubre del año “n-2”. En otras palabras, los valores unitarios del año 2009 sean publicados a primeros de año, o a finales del año 2008, se calculan como muy tarde en noviembre de 2008 utilizando la variación interanual de precios existente entre octubre 2008 y octubre 2007.*

Esta interpretación se reforzó tras aprobarse la Orden Ministerial, de 23 de diciembre de 2008, por la que se incluían en el Régimen Retributivo de las Actividades de Transporte o Regasificación determinadas instalaciones que habían solicitado su reconocimiento como

instalaciones singulares, en el que para las instalaciones de la Planta de REGANOSA, se indicaba que *“el valor reconocido de la inversión se ha calculado según la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación y empleando los valores unitarios de referencia de dicha orden actualizados al año 2007”*

Por tanto, la citada interpretación fue la adoptada en la Propuesta de Valores Unitarios de Referencia de Inversión y O&M de Transporte que realizó esta Comisión de acuerdo con al Mandato encomendado a la Comisión Nacional de la Energía, establecido en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008, al considerar era más adecuada y acorde con la realidad ya que además mejoraba la predictibilidad y reproductibilidad por parte de los agente de variables económicas tan importantes como los valores unitarios de referencia, y que fue implementada en la Orden ITC/3520/2009, y utilizada para determinar a partir de los valores unitarios de referencia de transporte del año 2008, los valores correspondientes a 2009 y 2010.

	Orden ITC/3994/2006	Orden ITC/1968/2007	Orden ITC/3863/2007	Orden Ministerial Comunicada de 23 diciembre 2008 <sup>(1)</sup>	Resolución 31 diciembre 2008	Orden ITC/3520/2009
Valores Unitarios de Inversión del Año	2006		2008	Determina los Valores Aplicables a la Planta de REGANOSA, pem en 2007	2008 Se considera ERRATA y debe ser 2009	2009 Se considera ERRATA y debe ser 2010
Valores Unitarios de O&M del Año	2007	Fórmula determinación de Valores para Año 2006	2008		2009	2010
(1) Orden por la que se incluyen en el Régimen Retributivo de las Actividades de Transporte o Regasificación determinadas instalaciones que habían solicitado su reconocimiento como instalaciones singulares.						

**Figura 4.1 Resumen de los años de aplicación de los Valores Unitarios de Referencia para la Actividad de Regasificación publicados en Disposiciones normativas**

En consecuencia, cuando la Resolución de 31 de diciembre de 2008 indicó que se establecían los valores unitarios de inversión para el año 2008 y los valores unitarios de O&M para el año 2009, esta Comisión consideró que era una errata, y que en ambos se refería a los valores unitarios de referencia correspondientes al año 2009, porque no podía interpretarse por ser una disposición de rango inferior, como una modificación de los valores establecidos en la Orden ITC/3863/2007.



Tras la publicación de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, estableciendo los valores unitarios de inversión para el año 2009 y los valores unitarios de O&M para el año 2010, caben dos interpretaciones: (a) existe una errata en el año de aplicación de los valores unitarios de inversión; o (b) los valores unitarios de inversión en plantas de regasificación vuelven a tener pautas de actualización diferentes al resto de valores unitarios de referencia (Valores Unitarios de O&M de Regasificación y AASS, así como Valores Unitarios de inversión y O&M de Transporte); así, mientras los valores de inversión en plantas se conocen una vez finalizado el año de aplicación, el resto es conocido a principios del año de aplicación.

Por tanto, esta Comisión considera que debe interpretarse que es una errata, que debería subsanarse como tal, porque en el caso contrario, además de no ver la justificación para la aplicación una metodología de actualización diferente al resto de valores unitarios de referencia del sector, habría que clarificar cuales son los valores unitarios de inversión aplicables en 2007 y 2008 para, en su caso, recalcular las retribuciones de las instalaciones puestas en marcha en esos años.

#### ***4.11 Sobre la disposición final segunda. Modificaciones sobre la Orden ITC/3995/2006, sobre la retribución de los almacenamientos subterráneos y la supervisión de la contratación.***

##### *Contenido de la Propuesta.*

La disposición final segunda de la propuesta establece la modificación de la Orden ITC/3995/2006. Tal modificación debería ir incorporada al articulado de la propuesta del mismo modo que lo está la propuesta de modificación de la Orden ITC/3993/2006, pues ambas modificaciones son de alcance similar.

Se proponen modificaciones en los artículos 3 y 6.2 de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre. Las modificaciones propuestas afectan al reconocimiento de inversiones y al régimen retributivo provisional para las inversiones en almacenamientos subterráneos.

El artículo 3 de la Orden ITC/3995/2006, para una mejor comprensión de su contenido pasaría a desdoblarse en los artículos 3 y artículo 3 bis, bajo los títulos “*Reconocimiento de inversiones en almacenamientos subterráneos incluidos en la red básica*” y “*Conceptos de inversión retribuíbles por el sistema gasista*”, respectivamente.

Como novedad más relevante en el artículo 3, la Propuesta incluye un mecanismo para establecer un límite sobre el volumen de inversión a reconocer por el sistema gasista, sobre la base del presupuesto que deben presentar los promotores para el otorgamiento de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo, según el artículo 25.1.b de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Además, los planes anuales y plurianuales de inversión, deben incluir una justificación de las desviaciones en el coste del proyecto, y la Dirección General de Política Energética y Minas podrá aprobar, rechazar o condicionar dichos planes de inversión a efectos de reconocimiento de inversiones.

La Propuesta propone modificar el carácter de la inversión a reconocer en AASS, actualmente recogido como inversión realizada, por un concepto más difuso como es la inversión necesaria.

Asimismo, la memoria de la Orden hace referencia a una disposición transitoria que indica que estos cambios no aplican a los almacenamientos ya autorizados, aunque dicha disposición no figura en la propuesta de articulado remitida a la Comisión Nacional de Energía.

En relación con la labor de supervisión encomendada a la CNE, se propone ampliar su ámbito de actuación a la financiación con recursos ajenos de la inversión y se establece la obligación de remisión por parte de la CNE de un informe de supervisión en el que se incluya una comparación de los importes previstos en el proyecto con los resultantes del procedimiento de contratación.

La redacción propuesta por el Ministerio mantiene, en línea con la regulación vigente, la posibilidad de que sea fijado a petición del titular de la concesión un régimen retributivo provisional en el que, mediante resolución de la DGPEM y previo informe de la CNE, se determinen anualmente los pagos, los cuales tendrán carácter de pagos a cuenta y habrán de descontarse en su día de la retribución definitiva que se reconozca.

Los cambios en la redacción propuesta afectan principalmente a dos aspectos:

El primero de ellos es que la retribución provisional pueda cubrir el periodo comprendido hasta la fecha de inclusión definitiva de la instalación en el régimen retributivo gasista (en lugar de hasta la fecha de puesta en marcha de la instalación, como sucede en la redacción vigente).

El segundo afecta al régimen de garantías aplicable al régimen de retribución provisional. Mientras en la redacción vigente es imperativo que el solicitante presente garantías en el importe equivalente a los ingresos a cuenta solicitados, con la redacción propuesta desaparece dicha imperatividad, dejándose a potestad de la DGPEM el establecimiento de dichas garantías, teniendo en cuenta los pagos a cuenta que se realicen, y eliminándose por tanto la rigidez en cuanto al importe de la garantía exigible.

La redacción propuesta mantiene la posibilidad de que dichas garantías, además de las previstas con carácter general en el Reglamento de la Caja de Depósitos, puedan constituirse por los derechos de cobro que el solicitante tenga con cargo a la retribución del sistema gasista.

#### Valoración de la CNE

La CNE viene desarrollando desde comienzos del 2009 un volumen muy relevante de actuaciones de supervisión de la forma de contratación de las principales partidas de inversión en almacenamientos subterráneos, mandato que se incluyó en la regulación a través de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista.

En relación con la labor de supervisión encomendada a la CNE, la disposición adicional segunda de la propuesta de Orden que se informa propone ampliar su ámbito de actuación a la financiación con recursos ajenos de la inversión y se establece la obligación de remisión por parte de la CNE de un informe de supervisión en el que se incluya una comparación de los importes previstos en el proyecto con los resultantes del procedimiento de contratación.

Con carácter general en relación con el mandato de supervisión de la forma de contratación de las inversiones en almacenamientos subterráneos, esta Comisión considera que esta función no se encuentra recogida explícitamente entre las funciones de la CNE, y su contenido y amplitud sobrepasa las funciones atribuidas habitualmente a un organismo regulador, por cuanto los procesos de contratación son procesos internos de las compañías energéticas.

Como supervisores de un proceso de contratación, la CNE no puede participar en la redacción de las especificaciones técnicas, ni en la selección de empresas a las que se envía la oferta ni en la evaluación de las ofertas, procesos que adicionalmente tienen una complejidad técnica y de especialización muy elevada..

Por otra parte, la supervisión realizada por la CNE aunque identifica aquellas partidas de inversión cuya contratación no se ha realizado a través de procesos de concurrencia.; sin embargo, la regulación no contempla actualmente ninguna consecuencia práctica de la antedicha circunstancia para los titulares de infraestructuras.

Además, la ampliación de la supervisión de la forma de contratación a la financiación de los proyectos de almacenamiento no resulta adecuada por las características singulares del procedimiento de financiación, cuya contratación habitualmente se realiza a través de una negociación entre el promotor y un consorcio que agrupa a las entidades bancarias, en la cual son las entidades bancarias las que fijan las condiciones de la financiación. Por tanto, generalmente no se trata de contrataciones realizadas en concurrencia. Adicionalmente, la financiación con recursos ajenos de un transportista no está necesariamente asociada a un proyecto concreto de inversión en una infraestructura, puesto que la financiación puede realizarse para atender todas las necesidades de recursos económicos o financieros de la empresa para el desarrollo de sus actividades.

Por otra parte, a continuación se muestra la valoración de la CNE del resto del articulado de esta disposición.

En relación con las modificaciones propuestas para el artículo 3:

Se considera adecuado que la inversión reconocida de los almacenamientos subterráneos a efectos retributivos no pueda superar el presupuesto previsto por el promotor en el momento en que se otorgó la autorización administrativa del proyecto, evitando así que se produzcan desviaciones del presupuesto inicial, que si fueran incluidas en el régimen retributivo provocarían un aumento en los peajes de acceso para los usuarios del sistema gasista.

Así, algunos miembros del Consejo Consultivo proponen que se referencie al presupuesto de inversión contenido en el Real Decreto que otorgue la concesión del almacenamiento y no al contenido en la solicitud de la concesión, que puede sufrir variaciones en su trámite.

En el apartado 3.1 de la Propuesta se sustituye el concepto “*inversión reconocida... será la realmente realizada*” por “*inversión reconocida será la realmente necesaria*” donde el calificativo “*necesario*” por sí solo es difuso al carecer de materialidad. En consecuencia, para dotar al texto de una mayor concreción, se propone mantener el texto original añadiendo el calificativo “*necesario*”, como se indica a continuación.

*1. La inversión reconocida en cada almacenamiento subterráneo será la realmente realizada y necesaria para su puesta en explotación....*

En el apartado 3.4 de la Propuesta se propone añadir, que los planes anuales y plurianuales de inversión detallen el grado de realización técnico-económico a fin del año anterior además de planificar las inversiones a realizar, gas colchón, gastos financieros activables, etc.

En el apartado 3.5 de la Propuesta se propone añadir “los seguros” como partida específica que la CNE supervisará

En el nuevo artículo 3 bis de la Propuesta se propone añadir un nuevo punto donde se establezca un límite máximo a los gastos financieros activables, con la siguiente redacción:

*3. Los gastos financieros activados retribuíbles máximos de cada mes serán los resultantes de aplicar al valor medio mensual de las inversiones retribuíbles en curso, un doceavo del rendimiento anual de los Bonos del Tesoro a 3 años incrementado en 50 puntos básicos. Se tomará como rendimiento anual de los Bonos del Tesoro a 3 años la media de los últimos tres meses anteriores al mes de aplicación. No serán retribuíbles gastos financieros activados desde la fecha de puesta en servicio del almacenamiento subterráneo.*

En el artículo 6.2 de la Propuesta introduce la posibilidad de establecer como garantía, por los pagos a cuenta que reciba el titular de la instalación, los derechos de cobro devengados a favor del solicitante con cargo a la retribución del Sistema Gasista. Se propone añadir al texto, que sean los derechos de cobro devengados y no cobrados a favor del solicitante.

Se considera que las modificaciones propuestas son positivas en cuanto eliminan la rigidez en materia de garantías, teniendo en cuenta la garantía que, en sí mismo, comporta el crédito del solicitante frente al sistema de retribuciones del sector gasista.

Finalmente, algún miembro del Consejo Consultivo considera necesaria la revisión del modelo retributivo de los almacenamientos, dado que en diciembre de 2010 se cumplen

cuatro años de la norma que lo instauró, de manera que se asegure la rentabilidad objetivo y permita un desarrollo prudente de los almacenamientos en línea con las necesidades del sistema español.

En este sentido, es motivo de preocupación para algún miembro del Consejo Consultivo el coste del acceso al sistema gasista por lo que solicita que además de controlar el coste de las infraestructuras de almacenamientos subterráneos se replantee cuánta capacidad es necesaria.

#### ***4.12 Resumen de los mandatos a la CNE en la propuesta de Órdenes Ministeriales.***

Como se ha comentado en el informe, la propuesta de Orden Ministerial incluye cuatro nuevos mandatos a la Comisión Nacional de Energía, todos ellos relacionados con el sector del gas natural:

- La realización de un estudio sobre la modalidad de acceso interrumpible
- La realización de un estudio sobre la implantación de contadores inteligentes en el ámbito de los consumidores domésticos
- La realización de un análisis y propuesta de actuaciones para simplificar y racionalizar las solicitudes de información a los agentes del sistema gasista
- La elaboración de una propuesta con los requisitos mínimos de las auditorías de inversiones de infraestructuras

Estos mandatos se suman a otros incluidos en órdenes anteriores, como la supervisión de los procesos de contratación en los almacenamientos subterráneos, cuyo contenido, además, se propone ampliar en la propuesta de orden.

.

## 5 CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta la variedad de los temas incluidos en la propuesta de Orden, resulta preciso realizar una valoración independiente para cada una de las disposiciones:

1. Se valora positivamente la propuesta de regulación del mercado secundario de capacidad, que adapta la regulación española a los criterios del Reglamento CE 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. No obstante, como comentarios principales sobre la misma:
  - a. Sería más adecuado que esta regulación se aprobara con rango normativo de Real Decreto, como un artículo nuevo del Real Decreto 949/2001, por tratarse de un aspecto general de la regulación del acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
  - b. Se propone modificar el punto 3.7 del artículo 2, de manera que la obligación de ofertar como capacidad interrumpible la capacidad contratada que no haya sido programada o nominada solo afecte a las instalaciones del sistema que no tienen capacidad firme disponible, dando así preferencia a la contratación de capacidad firme siempre que sea posible.
  - c. Se debe eliminar el punto 3.8 del artículo 2, que obliga al comercializador a asociar la capacidad contratada en un punto de entrada con los contratos de reserva de capacidad en los puntos de salida o de suministro, dado que dicha contratación “punto a punto o por itinerarios contractuales” es incompatible con el nuevo Reglamento CE 715/2009. Cabe recordar que es necesario realizar también esta modificación en la regulación de la contratación en el mercado primario de capacidad (Real Decreto 949/2001), así como en la estructura de los peajes de tránsito internacional, si bien para ello se necesita una disposición de mayor rango normativo que la que se informa.
  - d. Igualmente, también se debe eliminar el punto 3.9 del artículo 2, puesto que la regulación de fianzas, contratos tipo etc. se encuentra regulada en el Real Decreto 949/2001, por lo que no procede su modificación por rango de Orden.
2. Se considera necesario adecuar los porcentajes de retención de mermas por pérdidas y diferencias de medición a los valores reales que se han producido en los

últimos años, de ahí que se proponga reducir el coeficiente de retención del gas descargado en las plantas de regasificación. También se propone que las mermas reconocidas en las plantas de regasificación sigan teniendo el mismo tratamiento que hasta ahora; esto es, que físicamente sigan pasando a formar parte del gas de maniobra gestionado por el GTS y que no se reconozcan en unidades monetarias, aumentando o disminuyendo la retribución de la regasificación.

3. En relación al Artículo 4 sobre modificación de la retribución de actividades reguladas, se propone resolver los problemas detectados para la estimación del IPH provisional del año “n”, mediante la utilización del valor del IPH interanual a octubre del año “n-1” como estimador suficiente para el valor del IPH provisional para el año “n”, manteniendo el resto del articulado. Con ello se consigue no modificar la metodología de actualización de la retribución, y evita consolidar en el año 2011, y siguientes, los IPH provisionales aplicados para los años 2009 y 2010, lo que supondría evitar un mayor coste para las retribuciones del sistema gasista por la actividad de transporte y distribución de aproximadamente 89,7 millones de €/año. A dichos efectos se propone una redacción alternativa para los artículos 3.4, 18.1 y 18.5, de la ITC 3993/2006.
4. En relación al artículo 5, se considera adecuada la inclusión en las Actas de Puesta en Marcha de tablas resumen estandarizadas para que en las mismas se incluya información relativa a las características técnicas de las instalaciones a las que se refiere en Acta, de forma que, unívocamente, se identifique la información más relevante de las instalaciones al objeto de su consideración en los procesos de determinación del cálculo de la retribución a los efectos de su inclusión en el sistema retributivo. Con objeto de mejorar los formatos incluidos en el anexo de la Propuesta se proponen un redactado alternativo. Asimismo, se propone que sea la CNE, tras analizar la información de las empresas, la que proponga a la Dirección General de Política Energética y Minas, un sistema de codificación identificativo único para cada una de las instalaciones de transporte y sus características
5. Parece adecuada la realización de un estudio sobre la necesidad de oferta de peaje interrumpible y el descuento asociado a dicho peaje, de manera que refleje la probabilidad de interrupción, y se defina el volumen adecuado de demanda



interrumpible necesario para la gestión del sistema, en consonancia con los niveles de cobertura del sistema gasista.

6. Se propone incluir en la Disposición Adicional Segunda el establecimiento de una prórroga, hasta el 31 de diciembre de 2010, para que los clientes que han perdido el derecho de acogerse a la TUR y que continúan suministrados por el Comercializador de último recurso, puedan disponer de un periodo de tiempo adicional para buscar un suministrador a precio libre, por similitud con los consumidores eléctricos que están en la misma situación
7. Se valora positivamente el mandato a la CNE para elaborar el contenido de los procedimientos regulados de acreditación sobre inversiones en infraestructuras (las llamadas auditorías de inversiones). No obstante, se ha de indicar que la exigencia de dichos procedimientos no se ciñe únicamente a las instalaciones que pertenecen a la red básica, sino que también se han de aportar “auditorias” en el caso de la retribución específica. Asimismo, dichos procedimientos son necesarias en los estudios sobre los costes unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las actividades reguladas. Por tanto, se propone extender el estudio sobre requisitos mínimos que han de cumplir los procedimientos de acreditación de inversiones, a la totalidad de las infraestructuras que sean objeto de retribución regulada, así como, a los costes anuales de operación y mantenimiento o explotación de las distintas actividades reguladas
8. Se considera adecuada la realización de un estudio por parte de la CNE con la evaluación económica de los costes y beneficios de la introducción de sistemas de contador inteligente (“*smart meters*”) para los consumidores de gas, de acuerdo con lo previsto en el anexo de Directiva 2009/73/CE.
9. La CNE comparte la preocupación de los agentes en relación con la necesidad de realizar acciones para la simplificación administrativa y racionalización de las peticiones de información de las distintas administraciones públicas a las empresas del sector, evitando redundancias, pero sin menoscabo del mantenimiento del envío al regulador de toda la información necesaria para el ejercicio de las labores de supervisión del mercado encomendadas a la CNE, incluida la información de precios del gas.

10. Disposición Final Primera: esta Comisión está de acuerdo con las correcciones efectuadas, una vez analizada la información disponible en su Sistema de Información para la Determinación de la Retribución de Activos (SIDRA), y los motivos que justifican dichas correcciones. Adicionalmente, esta Comisión considera que debe subsanarse la errata existente en el título del Anexo VII “Valores Unitarios de inversión del año 2009 y de operación y mantenimiento del año 2010 de las plantas de regasificación”, y precisar su alcance sustituyendo el título actual por el siguiente “Valores Unitarios de Inversión de instalaciones puesta en marcha en 2010 en las plantas de regasificación y Valores Unitarios de Operación y Mantenimiento del año 2010 para las plantas de regasificación”, de lo contrario se generarían incoherencias con las disposiciones anteriormente publicadas.
11. Se considera adecuado que la inversión reconocida de los almacenamientos subterráneos a efectos retributivos no pueda superar el presupuesto previsto por el promotor en el momento en que se otorgó la autorización administrativa del proyecto, evitando así que se produzcan desviaciones importantes del presupuesto inicial, que en caso de que se incluyeran en el régimen retributivo provocarían un aumento en los peajes de acceso para los usuarios del sistema gasista. Adicionalmente, se propone añadir, que los planes anuales y plurianuales de inversión detallen el grado de realización técnico-económico a fin del año anterior, y que se establezca un límite máximo en el reconocimiento de los gastos financieros activables.
12. Con carácter general en relación con el mandato de supervisión de la forma de contratación de las inversiones en almacenamientos subterráneos, esta Comisión considera que esta función no se encuentra recogida explícitamente entre las funciones de la CNE, y su contenido y amplitud sobrepasa las funciones atribuidas habitualmente a un organismo regulador, por cuanto los procesos de contratación son procesos internos de las compañías energéticas.

Con carácter subsidiario, la ampliación de la supervisión de la forma de contratación a la financiación de los proyectos de almacenamiento no resulta adecuada por las características singulares del procedimiento de financiación, cuya contratación habitualmente se realiza a través de proceso de negociación entre el promotor y un consorcio que agrupa a las entidades bancarias, Adicionalmente, la financiación con recursos ajenos de un transportista no está necesariamente asociada a un proyecto concreto de inversión en una infraestructura.