



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 31/2011 DE LA CNE SOBRE LA
PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL
POR LA QUE SE REGULAN
DETERMINADOS ASPECTOS
RELACIONADOS CON EL ACCESO DE
TERCEROS A LAS INSTALACIONES
GASISTAS Y LA RETRIBUCIÓN DE LAS
ACTIVIDADES REGULADAS**

6 de octubre de 2011

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	4
1 OBJETO	11
2 ANTECEDENTES	11
3 NORMATIVA APLICABLE	12
3.1 Sobre la competencia de la CNE.....	12
4 CONSIDERACIONES.....	12
4.1 Consideraciones generales	12
4.2 Sobre la reducción del almacenamiento incluido en el peaje de transporte y puesta en el mercado de capacidad de almacenamiento operativo (Artículos 2 y 3).....	15
4.3 Sobre la Aplicación de Valores Unitarios de Posiciones (Artículo 4)	19
4.4 Sobre el régimen retributivo de las ampliaciones de Instalaciones de Transporte (Artículo 5).....	30
4.5 Sobre los Centros de Mantenimiento (Artículo 6 y Disposición Transitoria Primera).....	38
4.6 Sobre el incentivo a la reducción de mermas en la red de transporte por gasoducto (Artículo 7)	46
4.7 Sobre Clientes suministrados por un CUR que han superado el umbral de consumo (Artículo 8).....	50
4.8 Sobre los Valores Unitarios de Inversión y de O&M de las plantas de regasificación (Artículo 9 y Anexos I y II).....	53
4.9 Sobre el peaje aplicable a las redes de distribución alimentadas por plantas satélites (Artículo 10 y Disposición Adicional Tercera).....	80
4.10 Sobre la obligación de existencias de seguridad (Artículo 11 y Disposición Transitoria Segunda).....	84
4.11 Sobre la Asignación de la Capacidad de Almacenamiento (Artículo 12).....	90
4.12 Sobre el incentivo a la comunicación de las mediciones en el día “n+1” (Artículo 13).....	92
4.13 Sobre los costes de Operación y Mantenimiento de los AASS (Disposición Adicional Primera, Disposición Adicional Segunda y Disposición Final Segunda).....	98

4.14	<i>Sobre la Retribución pendiente de reconocer a instalaciones del AASS de Serrablo puestas en marcha entre 2002 y 2004 (Disposición Adicional Cuarta).....</i>	<i>105</i>
4.15	<i>Sobre la modificación de la NGTS-03 “Programaciones” (Disposición Final Primera).....</i>	<i>106</i>
4.16	<i>Sobre la Facturación de Peajes en un periodo diferente al mes natural (Apartado 1 de la Disposición Final Tercera).....</i>	<i>111</i>
4.17	<i>Sobre la modificación de la Retribución 2011 de Tolosa Gas, S.A. y Naturgas Energía Distribución, S.A. (Apartado 2 Disposición Final Tercera).....</i>	<i>112</i>
4.18	<i>Sobre la modificación de la Retribución 2011 de Transportista Regional del Gas y Endesa Gas Transportista (Apartados 3, 4 y 5 de la Disposición Final Tercera).....</i>	<i>115</i>
4.19	<i>Sobre la modificación de la Retribución 2011 de la actividad de transporte de ENAGAS (Apartados 6 de la Disposición Final Tercera).....</i>	<i>117</i>
4.20	<i>Sobre la modificación de la Retribución 2011 de la actividad de transporte de NATURGAS (Nuevo Apartado 7 de la Disposición Final Tercera).....</i>	<i>123</i>
5	CONCLUSIONES.....	125

RESUMEN EJECUTIVO

El objeto de este documento es informar sobre la Propuesta de Orden Ministerial de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Esta Propuesta trata dos temas de distinta naturaleza: temas de carácter retributivo y temas de funcionamiento y modelo del sistema gasista que podrían muy bien separarse en dos Órdenes Ministeriales diferentes.

La CNE considera que los temas relacionados con el modelo del sistema y con su funcionamiento deben posponerse mientras no se disponga de la estructura final a la que debe evolucionar el modelo actual del sistema gasista, junto con un cronograma que contemple su implementación de forma ordenada y progresiva. La introducción del nuevo modelo deberá tener en cuenta la evolución del modelo de gas europeo, cuya discusión está finalizando en Europa, y necesita de la modificación de la Ley de Hidrocarburos, todavía en tramitación, para posteriormente abordar el cambio del RD 949/2001.

Se propone la eliminación del Artículo 2, que reduce el derecho de almacenamiento en el AOC asociado a la contratación de capacidad de transporte y distribución, reduciendo la flexibilidad de los comercializadores, porque no debe hacerse en tanto no se mejore la información de la que disponen éstos sobre su balance. Además, sería necesario un mercado organizado de gas en el que los agentes puedan realizar operaciones de compra-venta para mantener su balance y que sirviera de referencia para establecer el precio de unas penalizaciones reflejo de costes.

Igualmente, se propone la retirada del Artículo 3, por la complejidad operativa del modelo que propone para el almacenamiento operativo comercial, que podría estar virtualmente situado en cualquier instalación del sistema; esto puede desvirtuar, confundir y enmarañar la utilización de los distintos almacenamientos de gas, con riesgo de interferencias económicas. Tampoco parece necesario, pues no se ha demostrado, ni la necesidad del almacenamiento como producto, ni se ha probado que genere más

ingresos para el sistema. En todo caso, esta medida debería estar desarrollada en el marco del RD 949/2001.

Sobre el Artículo 4 de la Propuesta indicar que la eliminación del derecho a retribución que recoge para aquellas instalaciones de transporte que se construyan para conectar con instalaciones de distribución debería ser recogida mediante clarificación del Artículo 2 del Real Decreto 326/2008. A efectos de una mayor clarificación, se propone incluir una definición de qué es una posición de gasoducto y sus diferentes posibilidades de modificación. Se propone una fórmula para establecer, para cada nueva posición, el valor unitario de inversión que corresponda.

Sobre el Artículo 5, debe señalarse la necesidad de explicitar que la instalación original y la modificación son instalaciones diferenciadas a efectos del sistema retributivo, así como la conveniencia de hacer referencia a todos los posibles casos de ampliaciones de EC, ERM y posiciones y cómo deben tratarse retributivamente.

Sobre el Artículo 6 y Disposición Transitoria Primera, se destaca la conveniencia de establecer medidas complementarias que fomenten la distribución geográfica eficiente de los nuevos centros de mantenimiento, de tal forma que la distancia mínima entre dos centros de mantenimiento de una misma empresa transportista sea de 150 km medidos sobre el camino más corto entre ambos centros.

Respecto al Artículo 7, que regula los incentivos a la reducción de mermas en las instalaciones de transporte, esta Comisión subraya nuevamente la necesidad de establecer un único procedimiento de fijación de las mermas en todas las instalaciones, del cálculo de las mismas y de su saldo, su reparto y los incentivos para los operadores. Dado que la CNE está elaborando una propuesta en este sentido, se propone incluir en la Orden Ministerial que se publicará este procedimiento en un plazo de seis meses.

En relación con el Artículo 8, el texto informativo propuesto a incluir en la factura de los consumidores que superen el umbral de consumo de la TUR no informa al consumidor correctamente sobre la regulación aplicable a estos supuestos. Además, el texto informativo a incluir en las facturas del CUR ya está regulado en el artículo 2.7 del Real Decreto 104/2010, de mayor rango normativo.

La creación de un listado en la OCSUM de estos consumidores, que facilite la realización de ofertas a precio libre por parte de todos los comercializadores, también está ya regulada, con mayor detalle y de forma común para gas y electricidad, en la Disposición Adicional Tercera del Real Decreto 647/2011.

Sobre el Artículo 9 y Anexos I y II, indicar que es conveniente modificar el artículo 4.1 de la ITC 3994/2006, en el sentido de que el valor reconocido de la inversión por cada elemento de inmovilizado (Vli) en cada planta autorizada de forma directa se calculará como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditada, más el 50% de la diferencia entre el valor resultante de la aplicación de los valores unitarios vigentes, tanto si la diferencia es positiva como si es negativa. Asimismo, indicar la necesidad de adaptar la redacción del Artículo 9 al objeto de integrar la nueva estructura de unidades de inversión en plantas de regasificación en la filosofía de la Orden ITC/3994/2006 para evitar conflictos interpretativos, estableciendo la metodología de cálculo del valor de la inversión a reconocer aplicando las nuevas unidades de inversión. Para ello, se propone dividir el Artículo 9 en dos artículos, uno relativo a la descripción de las unidades de inversión en plantas de regasificación y cómo se calcula el valor de inversión, y otro relativo a los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento, y su actualización. Se propone introducir nuevos Anexos II, III y IV para introducir los elementos incluidos en las unidades de inversión de una planta de regasificación (Anexo II), la vida útil de las unidades de inversión de una planta de regasificación (Anexo III), y la tabla resumen de auditoría de las naturalezas de costes de las unidades de inversión (Anexo IV).

En relación con el Artículo 10, se considera que el término de conducción que debe ser aplicado a los consumidores suministrados mediante planta satélites debe formar parte de una metodología global para el establecimiento de peajes y cánones de acceso, que de acuerdo con la Directiva 2009/73/CE debería ser elaborada por la CNE. Por ello, se propone eliminar el artículo 10 de la propuesta de Orden.

En relación con el incremento de las obligaciones de mantenimiento de existencias de seguridad (Artículos 11, 12 y Disposición Transitoria Segunda), se destaca que:

- a) El incremento de las obligaciones de mantenimiento de existencias (del 75%) supone un incremento importante de costes para los usuarios del sistema

español. Estas obligaciones no se justifican por razones de seguridad de suministro, ya que el sistema gasista español es uno de los mejor preparados de Europa para hacer frente a eventuales problemas de abastecimiento en la cadena de suministro de gas.

- b) La habilitación del Real Decreto 1716/2004 al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar la cuantía de las existencias de seguridad, no puede ir más allá de lo regulado en la Disposición Transitoria Novena de la Ley 12/2007, que impide extender la obligación de mantenimiento de existencias de carácter operativo más allá del 1 de enero de 2012.
- c) En el resto de la Unión Europea, el modelo de contratación de los almacenamientos está basado en el libre mercado, y no en la obligación de mantenimiento de existencias mínimas. El incremento de capacidad derivado de la puesta en marcha de nuevos almacenamientos del sistema gasista debería ofrecerse como herramienta operativa en la modulación estacional o diaria del consumo, para su contratación de manera voluntaria por los comercializadores interesados. De esta manera, es el propio mercado (cada comercializador) el que debe decidir cuál es la mejor combinación de estrategias¹ para atender la estacionalidad de la demanda de gas de sus clientes.
- d) Como alternativa, la CNE propone incrementar el nivel de las existencias estratégicas de seguridad a 20 días a mantener todo el año en almacenamientos subterráneos (en lugar de los 10 días estratégicos y 10 operativos que hay en la actualidad), y ofrecer la capacidad remanente de los nuevos almacenamientos para su contratación de manera voluntaria por los comercializadores en condiciones de libre mercado (subasta).

Respecto al Artículo 13 y la necesidad de que los comercializadores disponer al día siguiente de la información del balance, se propone que en el plazo de tres meses se procedimente, dentro de las NGTS, cómo los distribuidores y transportistas realizarán los repartos y balances de sus redes. Se considera que el papel que encomienda la

¹ Como alternativa a almacenar gas en el periodo estival para consumirlo en invierno, el comercializador puede optar por realizar contratos de aprovisionamiento que incorporen mayor flexibilidad estacional en las entregas de gas o acudir al mercado de spot de GNL internacional o a otros mercados spot de Europa.

Propuesta al GTS va más allá de lo que deben ser sus atribuciones, debiendo de ser los operadores los que asuman las responsabilidades del balance de sus redes.

Sobre las Disposiciones Adicional Primera y Segunda y sobre la Disposición Final Segunda de la Propuesta, indicar la conveniencia de adecuar la documentación a anexar a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo de instalaciones de AASS (nuevo apartado 5). Por otro lado, en vez de lo recogido en el apartado 4.4 de la Disposición Adicional segunda de la Propuesta, relativo a una rentabilidad de al menos 300 puntos básicos sobre el WACC (que puede entrar en contradicción con lo ya establecido en el Artículo 9 de la ITC 3994/2006), se propone una mejor redacción del actual redactado del Artículo 9 de la ITC 3995/2011, dado que lo dispuesto actualmente en él es genérico e impreciso en términos de remuneración, ya que tiene múltiples soluciones. Por tanto, si no es posible una redacción más concreta de lo que se pretende realizar y como alcanzarlo, se propone indicar que habrá un desarrollo regulatorio posterior que lo concretará.

Sobre la Disposición Adicional Cuarta, que reconoce la retribución devengada en los ejercicios 2002-2006 de diversas instalaciones del AASS de Serrablo puestas en marcha entre 2002 y 2004, esta Comisión considera conveniente la medida. No obstante, al calcular la retribución anual a satisfacer, se ha encontrado una diferencia de 22.782,21 € extra a favor de Enagás, S.A., entre el total pendiente de liquidar por este concepto expuesto en la Propuesta de Orden, 4.799.979 €, y el calculado por esta Comisión, 4.822.761,21€.

Se propone la eliminación de la Disposición Final Primera, que establece la existencia de fechas de descarga de buques vinculantes en la programación anual de las plantas de GNL con el fin de garantizar las entradas mínimas al sistema. El procedimiento que se propone deja al GTS organizar con más de un año de antelación las entradas de GNL al país, dejando un margen que puede ser reducido a los agentes del mercado. Previamente al establecimiento de una regulación en este sentido, sería necesario analizar con mayor profundidad este problema, técnica y regulatoriamente, para establecer mecanismos que garanticen los objetivos que se persiguen con esta Disposición, sin menoscabar la dinámica del mercado.

Se considera adecuada la inclusión de la fórmula de cálculo de prorrateo de los peajes de la Disposición Final Tercera.1, que ya había sido propuesta por la CNE en una consulta reciente.

Se considera conveniente la corrección que se realiza en la Disposición Final Tercera.2, que modifica las cifras de retribución del año 2011 por la actividad de distribución de las empresas Tolosa Gas, S.A. y Naturgas Energía Distribución, S.A., al detectar dentro de las partidas a retribuir por la actividad de distribución en el año 2000 la inclusión del coste de adquisición de gas para su venta al mercado a tarifa, cuando era un coste que recuperaba la empresa a través de la venta de gas. No obstante, al calcular el importe a minorar de la retribución anual de estas empresas, se ha encontrado una diferencia global de 11.460 € entre las cantidades expuestas en la Propuesta de Orden, 980.755 €, y el calculado por esta Comisión, 992.215 €, que habría que minorar con carácter adicional.

Por otra parte, señalar que aunque su incidencia en este caso es pequeña, debería haberse recalculado la retribución de toda la actividad de distribución para el año 2011, porque los precios que se aplican a los incrementos de clientes y ventas se determinan a partir de la retribución base actualizada. Por tanto, al variar una parte de ella, se modificarían los valores unitarios a aplicar, y, por consiguiente, los valores de retribución de cada una de las empresas para el año 2011 y siguientes.

Por ello, y para evitar estos problemas, se recomienda que las modificaciones de estas características se realicen en el momento de la revisión de la retribución anual de la actividad de distribución.

Se considera conveniente las correcciones de la Disposición Final Tercera.3, 4 y 5 que modifican la retribución de Transportista Regional del Gas y Endesa Gas Transportista, al haber detectado errores en la retribución a cuenta recogida en el apartado 5 del Anexo IV de la Orden ITC/3354/201. No obstante, al calcular el importe de la modificación de la retribución anual se ha encontrado una diferencia de 40.225,14 € en la retribución de los activos de Transportista Regional de Gas S.A., entre la cantidad de la Propuesta de Orden de 200.975,76 €, y la calculada por esta Comisión de 160.750,62 €, por lo que habría que minorar la retribución de Transportista Regional de Gas S.A.

Se considera conveniente las correcciones de la Disposición Final Tercera.6 que modifica la retribución de ENAGAS para el año 2011 por diversos errores. Esta Comisión, en términos generales, considera conveniente las medidas adoptadas, no obstante, al calcular el importe de la modificación de la retribución anual se ha encontrado una diferencia de 254.023,9 € en la retribución de los activos de Enagás S.A., entre la cantidad de la Propuesta de Orden, 283.922,15 €, y la calculada por esta Comisión, 29.898,25 €, que habría que minorar a la retribución de Enagás.

Se propone la incorporación de un nuevo apartado 7º en la Disposición Final Tercera que permita modificar la retribución de NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE, SAU, al detectar un error en el cálculo de la retribución definitiva de dos de sus instalaciones. La modificación supone reducir en 21.333,77 € la retribución anual de NATURGAS.

INFORME 31/2011 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR LA QUE SE REGULAN DETERMINADOS ASPECTOS RELACIONADOS CON EL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS Y LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

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 ésta, en su sesión celebrada el día 6 de octubre de 2011, ha acordado emitir el presente.

INFORME

1 OBJETO

El objeto de este documento es informar sobre la Propuesta, de la Dirección General de Política Energética y Minas, de Orden Ministerial por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

2 ANTECEDENTES

Con fecha 1 de agosto de 2011, la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEyM) envió escrito a esta Comisión en el que se adjuntaba una Propuesta de Orden Ministerial por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, solicitando la emisión del correspondiente informe preceptivo.

Con fecha 10 de agosto de 2011, la propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la CNE, a fin de que pudieran presentar por escrito las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas en el plazo de diez días. Se han recibido alegaciones de 18 agentes del mercado: ACOGEN, ASCER, BBE, la Comunidad de Madrid, el Comité de Comercializadores de Sedigas, el Comité de Distribuidores de Sedigas, CORES, Enagas como Gestor Técnico del Sistema, Enagas como transportista, Endesa, Endesa Gas Transporte y Distribución, GasCan, Gas Natural Fenosa, GDF Suez, Grupo EDP/Hidrocantábrico/Naturgas, Iberdrola, Naturgas Energía, Reganosa, Shell, Unesa y la Xunta de Galicia.

3 NORMATIVA APLICABLE

3.1 Sobre la competencia de la CNE

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.”*

4 CONSIDERACIONES

En los siguientes epígrafes se realiza un análisis de los artículos (o conjunto de artículos que desarrollan un mismo tema) de la propuesta. Todos los análisis, se estructuran de la misma forma, en primer lugar una descripción del contenido de la propuesta y, en segundo lugar, las consideraciones que hace esta Comisión al respecto.

4.1 Consideraciones generales

Esta Orden Ministerial trata fundamentalmente **dos temas de distinta naturaleza**: temas de carácter **retributivo**, y temas de **funcionamiento y modelo** del sistema gasista, como

bien señala AGENTE, que propone separarlas en dos Órdenes Ministeriales diferentes, propuesta que esta Comisión también formula.

La CNE considera que los temas relacionados con el modelo del sistema y con su funcionamiento no han sido debatidos y analizados en suficiente detalle, en particular las repercusiones de la nueva normativa, la coherencia con aspectos del marco regulatorio actual y las necesidades del futuro modelo. También el rango normativo que deberían tener las medidas que se proponen podría ser en algunos casos inadecuado. A esto hay que añadir las fechas y los plazos en los que se ha tramitado. Comentarios en este mismo sentido han sido remitidos por muchos de los miembros del Consejo Consultivo que han enviado comentarios: Shell, Iberdrola, ASCER, los distribuidores, AGENTE, BBE.

Tal como señala GDF Suez, se considera muy positiva la iniciativa del Ministerio de **fomentar un mercado de gas** en España pero, **los cambios propuestos deberían posponerse** mientras no se disponga de la estructura final a la que debe evolucionar el modelo actual junto con el cronograma de implementación del mismo. La evolución del modelo de gas europeo, cuya discusión está finalizando en Europa y la creación del mercado organizado de gas en España, exigirán numerosas **medidas** que deberán **aplicarse de forma ordenada y progresiva**, a partir de la **modificación de la Ley de Hidrocarburos y posteriormente, y de forma fundamental, con la modificación del RD 949/2001:**

- Mecanismos de asignación de capacidad basados en Mercado
- Mercados secundarios de capacidad
- Mecanismos de gestión de congestiones físicas y contractuales
- Balance responsabilidad de cada usuario. Zona única de balance. Mecanismos de mercado para que en último término el Gestor asegure el balance. Desbalances con costes de mercado.
- Mayor transparencia y mejor información en tiempo y forma a los Usuarios por parte de los distribuidores, transportistas y Gestor, en particular sobre su posición de balance.
- Mercado de gas anónimo, líquido y con referencia de precios
- Establecimiento de una metodología para determinar los peajes y cánones de acceso a terceros, basada en los principios de aditividad, eficiencia y suficiencia

La toma de medidas aisladas, sin analizar suficientemente su necesidad o la prioridad de las mismas sobre otras que en el futuro serán necesarias, hace difícil prever los cambios que inducirán en el mercado. Los comercializadores mencionan que, de forma inmediata, las repercusiones serán la falta de flexibilidad y el incremento de costes, que repercutirán más sobre los comercializadores de menor tamaño. **Como indica Iberdrola, las medidas destinadas a fomentar el mercado de gas son precipitadas toda vez que no existe marco legal**, ni operador para dicho mercado organizado. A esto hay que añadir, como ya se ha dicho, que las medidas de la propuesta de Orden Ministerial **no están en línea con los nuevos desarrollos europeos, no son suficientes y tampoco fomentan el mercado**.

Así, uno de los problemas más graves a los que se enfrentan hoy los comercializadores, la falta de información de calidad sobre su balance, tanto a las pocas horas de la finalización del día de gas, como sobre balances definitivos, y que está siendo abordado tanto en grupos de trabajo de NGTS, como por la CNE, se trata en esta Orden Ministerial de forma paralela a la reducción de almacenamiento operativo. Este problema lleva discutiéndose y mejorándose años, habiéndose identificado a los distribuidores como claves en el proceso de mejora de la información y estandarización de procedimientos. Por el contrario, con esta Orden se deja toda la responsabilidad del Balance al GTS. Además, como señala Gas Natural Fenosa, **no tiene sentido disminuir el almacenamiento operativo**, la flexibilidad, a los comercializadores en enero de 2012 **si no se les facilita información de calidad**, de forma ágil con anterioridad (entrada en vigor del balance n+1 en julio de 2012). Tampoco sirve de nada, como señala Gas Natural Fenosa, reducir la flexibilidad si las penalizaciones no incentivan que se respete la norma.

Por otra parte, no tiene sentido defender en la Memoria de la Propuesta el fomento del Mercado del Gas, cuando **algunas de las nuevas medidas van en contra del mercado**, dando un **papel cada vez más relevante al Gestor Técnico del Sistema** como organizador de los flujos del sistema gasista y, por tanto, evolucionando a un sistema predeterminado por el Gestor, en el que se reduce cada vez más el papel del mercado. Asimismo, la creación de un nuevo tipo de almacenamiento virtual deslocalizado, complejo de entender, ausente de beneficios claros, como manifiestan Gas Natural Fenosa, ASCER, Shell y GDF Suez, y gestionado por el Gestor, además de restar

transparencia al uso de las distintas instalaciones, interfiere con el mercado de capacidad con consecuencias difíciles de prever sobre el futuro mercado de gas.

En definitiva esta Comisión estima que la falta de detalle, la ausencia de un análisis de su impacto y la carencia de profundización en la regulación supondrían un **riesgo para el funcionamiento del mercado** y exigiría con posterioridad un esfuerzo para enlazar con el resto de la regulación y los procesos que hoy están en vigor. En este sentido, algunas de las disposiciones contenidas en la Propuesta:

- Pueden entrar en contradicción con normativa europea (Reglamento 715/2009 y su desarrollo previsto en los futuros códigos de red) y con otra normativa nacional en vigor (RD 949/200).
- Implicarán la necesidad de cambios en otra normativa nacional de igual o mayor rango.
- Ciertos contenidos propuestos en la Orden están siendo tratados actualmente en distintos grupos de trabajo (grupos NGTS y CNE). La Orden propuesta no tiene en cuenta los avances alcanzados por dichos grupos, ni analiza la interacción de los aspectos contenidos, con las propuestas de los grupos de trabajo.
- No se analizan las modificaciones que van a ser requeridas para adaptarse a la regulación europea en el marco de los compromisos de desarrollo de las *Directrices Marco y los Códigos de Red*, y por ello ciertos contenidos requerirán una modificación posterior.
- Debe quedar claro el modelo base hacia el que se pretende avanzar: si es un modelo de mercado el que se debe adoptar, las medidas de la Propuesta de Orden Ministerial son incompletas y entran en contradicción con las medidas actualmente en vigor y que convivirían con las nuevas medidas propuestas.

4.2 Sobre la reducción del almacenamiento incluido en el peaje de transporte y puesta en el mercado de capacidad de almacenamiento operativo (Artículos 2 y 3)

Contenido de la Propuesta

La Disposición Adicional Vigésimo Quinta de la Ley 34/1998, introducida por el Real Decreto-Ley 7/2006, incluye dentro del peaje de transporte el derecho de los comercializadores *“a un almacenamiento operativo mínimo para poder operar en el sistema”*. Actualmente, el volumen de almacenamiento en el AOC al que da derecho el peaje se fija en medio día (0,5) de la capacidad total de transporte y distribución contratada en la red de gasoductos, excepto para aquellos usuarios con una capacidad contratada inferior al 0,5% de la contratada total, para los que el derecho al uso del AOC en la red de gasoductos será equivalente a un día de su capacidad de transporte y distribución contratada. Este almacenamiento permite cubrir las variaciones diarias entre las entradas al sistema y la demanda de los consumidores, proporcionando flexibilidad para el mantenimiento del balance del comercializador.

El artículo 2 de la Propuesta de Orden Ministerial reduce el volumen de almacenamiento al que daría derecho la contratación de capacidad de transporte en el AOC de la red de gasoductos. El volumen pasa de los 0,5 días vigentes a 0,25 días de la capacidad de transporte y distribución contratada, para aquellos usuarios con una contratación superior al 0,5% del total, y mantiene el valor de 1 día para los usuarios con una capacidad contratada menor a este porcentaje.

A su vez, el artículo 3 propone, como medida que puede entenderse como complementaria a la anterior la propuesta de sacar al mercado cierto volumen de almacenamiento que también denomina Almacenamiento Operativo Comercial. La propuesta indica que se podrá asignar mediante procedimientos de mercado *“en el mercado organizado de gas”*. Anualmente se determinará qué capacidad del AOC se oferta en el mercado.

Se plantea deslocalizar este almacenamiento, de forma que cuando este exceda el almacenamiento disponible en red de transporte, pueda estar localizado, por ejemplo, en las plantas de regasificación. Esta medida, se argumenta, incrementaría el nivel de existencias de GNL en el sistema y optimizaría el uso de las plantas.

A los efectos de operación se establece que este almacenamiento tenga las características de los almacenamientos convencionales de gas, y que por ello se programen y nominen las operaciones de inyección y extracción desde cualquier punto de entrada a la red de transporte.

La propuesta establece que no ha de aplicarse peaje alguno por la aportación o extracción de gas hacia o desde el AOC, con independencia del grado de utilización de la capacidad asignada.

Consideraciones de la CNE

En relación con la reducción del almacenamiento en el AOC al que da derecho la contratación de capacidad de transporte y distribución, esta Comisión entiende que esta **medida puede en el futuro impulsar a los agentes a la corrección de las posiciones de desbalance en el mercado**, al limitar la flexibilidad de los mismos en el almacenamiento del sistema de transporte y distribución.

El potenciar la corrección de los desbalances en el mercado va en línea con la regulación europea, planteada en las Directrices Marco sobre Balance. No obstante, esta medida estaría **incompleta**: para ser consistente con este marco regulatorio europeo, la Propuesta debería ir acompañada de un marco por el que se establezcan unas adecuadas **penalizaciones por desbalance, basadas también en precio de mercado** como reflejo de costes de resolución de la incidencia, que incentiven el que los agentes se sitúen en posiciones de balance por sí mismos. Las penalizaciones por desbalance, a día de hoy, son baratas en el sistema nacional, como señala Gas Natural Fenosa, y el incentivo a situarse en balance es bajo, por lo que podría haber empresas que lo incumplieran sistemáticamente.

Además sería necesario **disponer, previamente, en línea con los desarrollos europeos de un mercado organizado de gas** en la que los agentes, y el propio GTS si es necesaria su intervención, puedan realizar operaciones de compra-venta de gas, de cara a corregir las posiciones de balance, como señala Unión Fenosa Gas.

Por último, **no se pueden reducir las flexibilidades en el sistema si no se mejora la información que tienen los comercializadores sobre su balance** para permitirles actuar sobre él, aumentando la calidad de la información y disminuyendo los plazos. Según la disposición final quinta de la Propuesta, la entrada en vigor de esta medida tendría lugar el 1 de enero de 2012, mientras que se exige la disponibilidad del balance n+1 el 1 de julio de 2012. Tal como se desarrollará en un epígrafe posterior, la disponibilidad del balance n+1 planteada por la Propuesta es extremadamente compleja, por lo que existe un riesgo importante de que éste no esté disponible en la fecha

señalada. Como no debe restringirse la flexibilidad, para fomentar el que los comercializadores acudan a mercado para balancearse sin que estos dispongan de cumplida información sobre su balance, no debería reducirse la flexibilidad **hasta que esté implementado el sistema de balance n+1.**

Por lo tanto **se propone eliminar este Artículo 2 de la Orden Ministerial.**

Sobre los contenidos del Artículo 3, esta Comisión realiza las siguientes consideraciones:

- Es necesario resaltar que el comercializador contrata **capacidad** de almacenamiento, por lo que **este producto no podría venderse en el mercado de gas.** Cualquier capacidad ha de venderse en el mercado de capacidad.
- Si se decidiese **ofertar capacidad en el AOC** en el mercado primario – posibilidad que recoge el artículo 2.1 de la Directiva Marco europea sobre Balance, al permitir asignar el *linepack* de forma directa o bien venderlo a precios reflejo de costes – esta venta debería hacerse en los mismos términos en los que se asignen otras capacidades, en los mismos plazos y con procedimiento similares (particularmente subastas organizadas). Todos **estos contenidos han de desarrollarse en el RD 949/2001.**
- Si se vende capacidad de almacenamiento operativo, lo que con la regulación actual significa, la capacidad del sistema de gasoductos de transporte, debe venderse, como señala Gas Natural Fenosa, **solo capacidad existente en gasoductos** y no un producto mixto que esté situado en las plantas de regasificación o almacenamientos subterráneos, pues cada uno ha de tener **su propio precio** que debe ser reflejo de costes, tanto si el precio se fija como actualmente, como si se subasta la capacidad en mercado fijándose así el precio. El nuevo producto propuesto puede **desvirtuar, confundir y enmarañar el funcionamiento de los distintos almacenamientos**, con grave riesgo de **interferencias económicas imprevisibles** sobre los ingresos del sistema y las cuentas de los comercializadores, al menos temporalmente. Además, como señala Gas Natural Fenosa, es contrario a la Directriz Marco sobre Balance de gas en discusión en Europa. Por otra parte, como indican E.ON, GDF Suez o Cepsa, sin un desarrollo regulatorio más concreto, se hace difícil evaluar los

efectos de esta medida en lo referente a facilitar la gestión de las plantas por parte del GTS y al efecto dinamizador del mercado mayorista de gas.

- Como señala Enagas-GTS, la propia nomenclatura utilizada en la Propuesta genera confusión, pues mantiene el nombre de Almacenamiento Operativo Comercial, pero especifica que se puede almacenar en tanques de GNL.
- La capacidad disponible en AOC no debería calcularse anualmente, sino diariamente.
- La **complejidad operativa del modelo propuesto**, un almacenamiento adicional virtual que fragmenta más el sistema de almacenamientos, que exige nominaciones de inyección y extracción a los comercializadores, sin peajes asociados, junto con la gestión del GTS de otro producto adicional al gas de maniobra y al BRS (Gas Natural Fenosa), hace que se considere totalmente **innecesario**, toda vez que no se ha demostrado ni la necesidad de **este producto, ni se ha probado que genere ingresos para el sistema**, como explican Gas Natural Fenosa, Iberdrola y ASCER.
- Por otra parte, esta Comisión informó en diciembre pasado un Real Decreto sobre Mercado Secundario de Capacidad, Real Decreto que todavía no se ha publicado y que sería oportuno publicar en primer lugar.

Por todo lo anterior, y en consonancia con lo manifestado por varios miembros del Consejo Consultivo **se propone también la retirada de este Artículo 3 de la Propuesta.**

4.3 Sobre la Aplicación de Valores Unitarios de Posiciones (Artículo 4)

Contenido de la Propuesta

La Propuesta de Orden Ministerial, en su Artículo 4, determina qué tipos de posiciones de gasoductos tienen derecho a retribución y cuáles no.

Asimismo, indica que el valor de inversión por aplicación de valores unitarios (necesario para determinar el valor de inversión reconocido de acuerdo con el Real Decreto 326/2008) de las posiciones múltiples (es decir de aquellas que incluyan más de una

válvula de seccionamiento y/o derivación y/o trampa de rascadores) se determinarán por la suma de cada uno de los elementos que constituyen la posición.

Además, el Artículo señala que, a efectos del cálculo de la retribución, la vida útil a considerar será la misma que la de los gasoductos, contabilizándola a partir de la fecha puesta en servicio de la posición.

Finalmente, el artículo recoge, por un lado, que la información que se debe adjuntar a la solicitud de inclusión definitiva en el régimen retributivo (Artículo 5 del Real Decreto 326/2008) para los gasoductos es necesario desglosarla en obra lineal y posiciones; y, por otro lado, señala que se considerará el coste conjunto de obra lineal más las posiciones para dilucidar si hay que aportar, o no, una auditoría técnica que justifique haber incurrido en costes superiores a los valores unitarios al construir un gasoducto (Artículo 4.1 del Real Decreto 326/2008).

Consideraciones de la CNE

Esta Comisión considera necesario el desarrollo normativo propuesto, pues se subsanan carencias del actual marco normativo. No obstante, y al objeto de perfeccionar la redacción propuesta se realizan los siguientes comentarios:

- **Artículo 4.1: Sobre las instalaciones con derecho a retribución**

El Artículo 4.1 de la Propuesta establece que *“únicamente se retribuirán nuevas posiciones, o las modificaciones de las existentes, que estén destinadas a la conexión de gasoductos de transporte incluidos en el documento de planificación”,* añadiendo que *“las nuevas posiciones, o la modificación de las existentes, destinadas a la conexión directa de consumidores o a la conexión de redes de distribución, se considerarán inversiones afectas a la actividad de distribución, serán construidas por el titular del gasoducto y sufragadas por el propio consumidor o distribuidor”.*

A este respecto cabe señalar que el Artículo 2 del Real Decreto 326/2008², sobre Instalaciones de transporte incluidas en el régimen retributivo, establece

² Artículo 2, Instalaciones de transporte incluidas en el régimen retributivo

1. El régimen retributivo definido en el presente real decreto se aplicará a las siguientes instalaciones planificadas y autorizadas:

a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural cuya presión máxima de diseño, incluida en la autorización de la instalación, sea igual o superior a 60 bares.

claramente a qué instalaciones se les aplicará el régimen retributivo definido en dicho Real Decreto, y a cuáles no.

En este sentido, el Artículo 2 del Real Decreto 326/2008 indica que les aplicará el régimen retributivo previsto, entre otros, a los gasoductos de transporte primario y transporte secundario de gas natural, los gasoductos de conexión internacional y los gasoductos de conexión de los yacimientos y almacenamientos subterráneos con el sistema gasista, así como aquellas otras instalaciones necesarias para el adecuado funcionamiento de las instalaciones anteriores.

Asimismo, y en relación con las instalaciones que no están incluidas en el régimen retributivo, señala que son las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, las modificaciones o variantes a petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.) y cualquier otra inversión que no suponga un incremento de la capacidad de transporte.

Esta Comisión considera que el Real Decreto 326/2008 determina claramente a qué Posiciones se les aplicará el régimen retributivo previsto en el Real Decreto: aquellas que están asociadas a cualquiera de los tipos de gasoductos indicados en el Artículo 2 del citado Real Decreto, dado que un gasoducto, tal y como describió esta Comisión en su informe sobre los Valores Unitarios de Inversión y O&M

b) Los gasoductos de transporte secundario cuya presión máxima de diseño, incluida en la autorización de la instalación, sea inferior a 60 bares y superior a 16 bares.

c) Los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales los comprendidos en el territorio nacional que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en el exterior.

d) Los gasoductos de conexión de los yacimientos y almacenamientos subterráneos con el sistema gasista.

e) Las estaciones de compresión conectadas a los gasoductos de transporte, a los de conexión internacional y a los de conexión con yacimientos y almacenamientos subterráneos.

f) Las estaciones de regulación y medida conectadas a los gasoductos con entrada a presión superior a 16 bares.

g) Aquellas otras instalaciones necesarias para la operación de las instalaciones anteriores.

2. Asimismo, están incluidos en el régimen retributivo todos aquellos centros de mantenimiento, operación y comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones, instalaciones de odorización, instalaciones de conexión y demás elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de transporte.

3. No están incluidos en el régimen retributivo:

a) Las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

b) Modificaciones o variantes a petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.).

c) Cualquier otra inversión que no suponga un incremento de la capacidad de transporte.

4. En el caso de instalaciones autorizadas de forma directa, el órgano competente, previo informe del Gestor Técnico del Sistema Gasista y de la Comisión Nacional de Energía, resolverá expresamente la inclusión de una instalación de transporte de gas en el régimen retributivo establecido en el presente real decreto, todo ello sin perjuicio del resto de autorizaciones administrativas necesarias a que hace referencia el artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

realizado en 2009³, está compuesto por una obra lineal⁴, que permite vehicular gas de un punto a otro, y las posiciones⁵ de válvulas asociadas, que permiten las conexiones/derivaciones con otros gasoductos o cambios de diámetro.

En consecuencia, esta Comisión propone eliminar el apartado 1 del Artículo 4 de la Propuesta sobre qué tipos de posiciones se retribuirán, ya que, o bien es redundante con el contenido del Real Decreto 326/2008 sin complementarlo ni desarrollarlo, o bien se contrapone con lo establecido en el propio Real Decreto.

Por tanto, esta Comisión entiende que si el Ministerio quisiera clarificar las instalaciones de transporte que tienen derecho, o no, a retribución, debería modificar el Artículo 2 del Real Decreto 326/2008.

Para ello, se podría incluir una Disposición Adicional en la actual propuesta de modificación del Real Decreto 1434/2002, que esta Comisión está actualmente informando, modificando el Artículo 2 del Real Decreto 326/2008. A estos efectos, se propone el siguiente redactado⁶:

“Disposición Adicional XXX. Modificación del 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.

1. Se sustituye el artículo 2 de la Orden que pasa a estar redactado como sigue:

“Artículo 2. Instalaciones de transporte incluidas en el régimen retributivo

1. El régimen retributivo definido en el presente real decreto se aplicará a las siguientes instalaciones planificadas y autorizadas:

3 El informe, aprobado por su Consejo con fecha 15 de octubre de 2009, tenía por objeto dar cumplimiento al Mandato por la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008, de presentar una Propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento aplicables a las instalaciones de transporte puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008

4 El informe definía la Obra lineal de un gasoducto de transporte como “la tubería principal, incluyendo sus elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, así como cualquier elemento o sistemas auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la instalación durante toda la vida útil retributiva del activo que no estuviera instalado en las posiciones”.

5 El informe definía la Posiciones de un gasoducto de transporte como el “conjunto de elementos que permiten el seccionamiento y/o derivación del gas circulante por el mismo. Una posición está compuesta por el terreno junto con sus accesos, el conjunto de válvulas, tuberías, by-passes, venteos, y aquellos elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad del gas, así como cualquier otro equipamiento necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias, o de terceros, durante toda la vida útil retributiva del activo. Se diferencian, por su funcionalidad y grado de equipamiento, tres tipos de posiciones: seccionamiento (Posiciones Tipo S), derivación (Posiciones Tipo D) y trampa de rascadores (Posiciones Tipo T). Cuando una posición tenga trampas de lanzamiento y recepción se considerarán dos posiciones de Tipo T.”

⁶ La nomenclatura utilizada en las propuestas de modificación es la siguiente: la Inclusión de texto aparece con subrayado simple, el texto eliminado aparece ~~tachado~~ y el movimiento de párrafos dentro del texto aparece con doble subrayado la nueva posición y tachado y con doble subrayado la posición inicial.

- a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural cuya presión máxima de diseño, incluida en la autorización de la instalación, sea igual o superior a 60 bares.
- b) Los gasoductos de transporte secundario cuya presión máxima de diseño, incluida en la autorización de la instalación, sea inferior a 60 bares y superior a 16 bares.
- c) Los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales los comprendidos en el territorio nacional que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en el exterior.
- d) Los gasoductos de conexión de los yacimientos y almacenamientos subterráneos con el sistema gasista.
- e) Las estaciones de compresión conectadas a los gasoductos de transporte, a los de conexión internacional y a los de conexión con yacimientos y almacenamientos subterráneos.
- f) Las estaciones de regulación y medida conectadas a los gasoductos con entrada a presión superior a 16 bares.
- g) Aquellas otras instalaciones necesarias para la operación de las instalaciones anteriores.

2. Asimismo, están incluidos en el régimen retributivo todos aquellos centros de mantenimiento, operación y comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones, instalaciones de odorización, instalaciones de conexión y demás elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de transporte.

3. No están incluidos en el régimen retributivo:

a) Las posiciones de derivación, o la modificación de las existentes para convertirlas en posiciones de derivación, cuando son destinadas a la conexión directa de consumidores o a la conexión de redes de distribución. Se considerarán inversiones afectas a la actividad de distribución, serán construidas por el titular del gasoducto y sufragadas por el propio consumidor o distribuidor.

b) Las ERM/EM, o la modificación de las existentes, cuando son destinadas a la conexión directa de consumidores o a la conexión de redes de distribución. Se considerarán inversiones afectas a la actividad de distribución, serán construidas por el titular del gasoducto y sufragadas por el propio consumidor o distribuidor.

~~a)~~ Las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

~~b)~~ Modificaciones o variantes a petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.).

~~c)~~ Cualquier otra inversión que no suponga un incremento de la capacidad de transporte.

4. En el caso de instalaciones autorizadas de forma directa, el órgano competente, previo informe del Gestor Técnico del Sistema Gasista y de la Comisión Nacional de Energía, resolverá expresamente la inclusión de una instalación de transporte de gas en el régimen retributivo establecido en el presente real decreto, todo ello sin perjuicio del resto de autorizaciones administrativas necesarias a que hace referencia el artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos."

• **Artículo 4.2: Sobre la definición de posición de un gasoducto**

Esta Comisión ha observado que los Artículos 4 y 5 (relativo a Ampliaciones de instalaciones de transporte) de la Propuesta, hacen referencias a las modificaciones de posiciones.

Visto el alcance de ambos artículos, y en aras de facilitar la interpretación de la normativa, se recomienda que se eliminen del Artículo 4 las referencias a las modificaciones de posiciones, de tal forma que el Artículo 5 recoja todo el desarrollo relativo a este tipo de actuaciones.

Asimismo, se ha observado que el nuevo desarrollo normativo carece de una definición de lo qué se considera Posición de un gasoducto.

Esta Comisión considera fundamental definir dicho concepto, y para ello propone utilizar la definición recogida en el Informe sobre los Valores Unitarios de Inversión y O&M realizado por esta Comisión en 2009, ya que los valores unitarios publicados en las Órdenes ITC/3520/2009 e ITC/3354/2010 para este tipo de instalaciones se corresponden con los valores contenidos en dicho informe y sus actualizaciones. De esta forma, se mantendrá la relación unívoca entre la instalación considerada y los costes considerados para determinar los valores unitarios.

La definición de Posición de Gasoducto recogida en el citado informe fue la siguiente:

“Se define como posición de un gasoducto de transporte al conjunto de elementos que permiten el seccionamiento y/o derivación del gas circulante por el mismo. Una posición está compuesta por el terreno necesario, incluido el que pueda corresponder a las ERMs, junto con sus accesos, válvulas: de línea y de conexiones, tuberías, by-passes, venteos, en su caso trampas de rascadores, y aquellos elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad del gas, así como cualquier otro equipamiento necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias o de terceros durante toda la vida útil retributiva del activo.

Se diferencian, por su funcionalidad y grado de equipamiento, tres tipos de posiciones: seccionamiento (Posiciones Tipo S), derivación (Posiciones Tipo D) y trampa de rascadores (Posiciones Tipo T). Cuando una posición tenga trampas de lanzamiento y recepción de rascadores se considerarán dos posiciones.”

Además, se debe recordar que el Informe de esta Comisión también diferenciaba - las posiciones entre aquellas cuya construcción era simultánea con la obra lineal del gasoducto, y aquellas que se construían con posterioridad. Como consecuencia de dicha diferenciación, se propuso un factor corrector de los valores unitarios que fue recogido en las Órdenes ITC/3520/2009 e ITC/3354/2010, señalando en una nota al pie que *“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”.

A la vista de lo anterior, esta Comisión propone incluir la citada nota al pie dentro de la definición de Posición de Gasoducto al objeto de integrar todas las definiciones relativa a las tipologías de posiciones en un único cuerpo normativo.

- **Sobre los tipos de Posiciones y el alcance de los valores unitarios de inversión publicados**

En el Informe sobre los Valores Unitarios de Inversión y O&M realizado por esta Comisión en 2009 se identificaron tres tipos de posiciones a la vista de su equipamiento y funcionalidad: Posición de seccionamiento (Posiciones Tipo S), Posición de derivación (Posiciones Tipo D) y Posición con trampa de rascadores (Posiciones Tipo T).

En relación con estos tres tipos de posiciones de válvulas, cabe señalar que mientras la construcción de posiciones de derivación y posiciones con trampa de rascadores es potestativa del titular del gasoducto; la construcción de posiciones de seccionamiento está condicionada por la distancia máxima de separación (entre 5 y 30 km) que establece el Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles Gaseosos⁷ para posiciones de éste tipo en gasoductos con presión de diseño superior a 4 bar.

No obstante, en relación con las posiciones de válvulas, el Reglamento también indica que se tendrá en cuenta la no duplicación de válvulas por concepto de seccionamiento, derivación, o casos análogos, espaciándolas convenientemente; esto implica que, normalmente, cuando se construye una Posición D, ésta contiene el equipamiento de una Posición S, y cuando se construye una Posición T, esta contiene los equipamientos de las Posiciones D y S.

Atendiendo a lo anterior, cabe colegir que la razón principal para la construcción de una posición Tipo S es la seguridad de operación, siendo sus elementos principales, de acuerdo con el Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles Gaseosos, la válvula de seccionamiento, cuya finalidad es

⁷ Instrucciones técnicas Complementarias ITC MIG-5.1 e 5.2

interrumpir la circulación del gas por el gasoducto, y la válvula de seguridad, cuya finalidad es evitar que la presión en el interior de la canalización sobrepase un valor prefijado, cortando el paso del gas o permitiendo su escape a la atmósfera de forma automática.

Por su parte, la razón principal para la construcción de una posición Tipo D es permitir la conexión bien con un gasoducto existente (para poder recibir gas de éste o para reforzar el mallado del sistema), bien con gasoductos futuros para atender nuevos mercados, o bien con redes de distribución. Los elementos principales de esta posición serían los equipos de la Posición S, a los que se les adiciona el colector donde se conectan la/s línea/s de derivación para permitir conexión de la ERM/EMs y gasoductos asociados, y las válvulas que permiten seccionar y purgar tanto el colector como las líneas de derivación.

En el caso de una posición Tipo T, la razón principal para la construcción es permitir el lanzamiento/recepción de los rascadores que recorren el interior del gasoducto al objeto de analizar el estado del mismo y limpiar su interior, siendo sus elementos principales los equipos de las Posiciones D, a las que se les adiciona las unidades de recepción/impulsión del rascador.

Al realizar el Informe sobre los Valores Unitarios de Inversión y O&M, se observó, tal y como se indicó en el mismo, que *“los costes de las posiciones seguían una tendencia creciente con el diámetro del gasoducto donde se localizan”,* y que *“los valores de las posiciones tipo T son superiores a los de las posiciones tipo D, que, a su vez, son superiores a los valores de las posiciones tipo S”,* existiendo *“una tendencia clara del coste en función tanto del diámetro como del tipo de posición”.* Esto permitió calcular *“valores medios ponderados para cada diámetro de las posiciones tipo S, para posteriormente obtener los coeficientes con los que fijar los valores medios de las posiciones tipo D y tipo T”.*

En otras palabras, el análisis de costes confirmó las conclusiones del análisis técnico, determinando unos valores unitarios y coeficientes correctores que al aplicarlos determinan un valor de inversión por *la posición tipo T que incluye el coste de inversión de la posición tipo D, que, a su vez, incluye el coste de inversión de la posición tipo S,* aspecto que se ha de tener en cuenta a la hora de la

utilización de estos valores, ya que de otra manera se podrían estar utilizando inadecuadamente.

Por tanto, esta Comisión no está de acuerdo con el criterio recogido el apartado 2 del Artículo 4 que indica que en los casos de nuevas posiciones múltiples⁸ el valor de inversión por aplicación de valores unitarios⁹ se determinará por la suma de cada uno de los elementos que constituyen la posición, puesto que no tiene en cuenta el alcance de los costes de inversión considerados en los valores unitarios publicados. De hecho, si se aplicara dicho criterio con los valores unitarios actualmente publicados, por ejemplo, a una nueva posición con seccionamiento, derivación y trampa de rascadores, el sistema retributivo estaría pagando 3 veces la posición de seccionamiento y 2 la posición de derivación.

No obstante, esta Comisión entiende que las posiciones complejas, por ejemplo posiciones con dos, o más derivaciones, se deberían tratar como posición inicial de derivación y una ampliación de posición a la segunda derivación.

En consecuencia, esta Comisión propone clarificar cómo se aplican los valores unitarios de inversión de posiciones y los coeficientes correctores publicados, sustituyendo el apartado 2 propuesto por el siguiente redactado:

“2. En el caso de nuevas posiciones, y a los efectos del uso de los valores unitarios en vigor para la aplicación del artículo 4 del 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, el valor de inversión de dicha posición por aplicación de valores unitarios (VI_i) será la resultante de aplicar la siguiente fórmula.

$$VI_i = \text{Valor Unitario Posición Tipo S} \times CC_{\text{Posición}} \times CC_{\text{TSecundario}} \times CC_{\text{Posterior}}$$

Donde,

Valor Unitario Posición Tipo S = Valor Unitario aplicable de la Posición Tipo S simultanea en gasoducto de transporte primario equivalente

CC_{Posición} = Coeficiente Corrector Tipo Posición aplicable, si se trata de una Posición Tipo S el valor será 1

CC_{TSecundario} = Coeficiente Corrector para Elemento Transporte Secundario aplicable, si se trata de una Posición de Transporte Primario el valor será 1

CC_{Posterior} = Coeficiente Corrector para Posiciones Posteriores Obra Lineal aplicable, si se trata de una Posición realizada con simultaneidad el valor será 1

⁸ Posiciones que incluyan más de una válvula de seccionamiento y/o derivación y/o trampa de rascadores

⁹ necesario para determinar el valor de inversión reconocido de acuerdo con el Real Decreto 326/2008

Para los casos de posiciones complejas, por ejemplo posiciones con dos o más derivaciones, se han de tratar como ampliaciones de posiciones.”

- **Artículo 4.3: Sobre la vida útil a considerar**

El apartado 3 del Artículo 4 señala que la vida útil a considerar a efectos del cálculo de la amortización (se entiende que se hace referencia al concepto retributivo) será idéntica a los gasoductos, y que se contabilizará a partir de la puesta en servicio de la posición.

Esta Comisión está de acuerdo con el fondo de este apartado, considerar que la vida útil de posiciones y obra lineal del gasoducto es idéntica a efectos de cálculo de la retribución. No obstante, y al objeto de perfeccionar la redacción propuesta se realizan los siguientes comentarios:

- Es necesario sustituir el concepto “amortización” por “retribución” al ser éste último más preciso.
- Es necesario eliminar el último inciso relativo al momento en el que se inicia a contabilizar la vida útil, porque ya lo determina el Real Decreto 326/2008.

- **Propuesta de redactado alternativo del Artículo 4 de la Propuesta**

En este epígrafe se recogen las propuestas de modificación que realiza esta Comisión al articulado original de la Propuesta de Orden de acuerdo con las consideraciones realizadas en los puntos anteriores¹⁰.

“Artículo 4. Aplicación de los valores unitarios de posiciones Posiciones de un Gasoducto.

~~1 Únicamente se retribuirán nuevas las posiciones o las modificaciones de las existentes que estén destinadas a la conexión de gasoductos de transporte incluidos en el documento de planificación. Las nuevas posiciones, o la modificación de las existentes, destinadas a la conexión directa de consumidores o a la conexión de redes de distribución, se considerarán inversiones afectas a la actividad de distribución, serán construidas por el titular del gasoducto y sufragadas por el propio consumidor o distribuidor.~~

1. Se define como posición de un gasoducto de transporte al conjunto de elementos que permiten el seccionamiento y/o derivación del gas circulante por el mismo. Una posición está compuesta por el terreno necesario, incluido el que pueda corresponder a las ERMs, junto con sus accesos, válvulas: de línea y de conexiones, tuberías, by-passes, venteos, en su caso trampas de rascadores, y aquellos elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad del gas, así como cualquier otro equipamiento necesario

¹⁰ La nomenclatura utilizada en las propuestas de modificación es la siguiente: la Inclusión de texto aparece con subrayado simple, el texto eliminado aparece ~~tachado~~ y el movimiento de párrafos dentro del texto aparece con doble subrayado la nueva posición y tachado y con doble subrayado la posición inicial.

para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias o de terceros durante toda la vida útil retributiva del activo.

Se diferencian, por su funcionalidad y grado de equipamiento, tres tipos de posiciones: seccionamiento (Posiciones Tipo S), derivación (Posiciones Tipo D) y trampa de rascadores (Posiciones Tipo T). Cuando una posición tenga trampas de lanzamiento y recepción de rascadores se considerarán dos posiciones de trampa de rascadores.

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. ~~En el caso de nuevas posiciones que incluyan más de una válvula de seccionamiento y/o derivación y/o trampa de rascadores, y a los efectos del uso de los valores unitarios en vigor para la aplicación de los artículos 4 y 12.2 del 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, el valor estándar de inversión de dicha posición (VI) será la suma de los valores unitarios de cada uno de dichos elementos, multiplicando dicho resultado por los coeficientes correctores que sean de aplicación.~~

En el caso de nuevas posiciones, y a los efectos del uso de los valores unitarios en vigor para la aplicación del artículo 4 del 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, el valor de inversión de dicha posición por aplicación de valores unitarios (VI) será la resultante de aplicar la siguiente fórmula.

$$VI = \text{Valor Unitario Posición Tipo S} \times CC_{\text{Posición}} \times CC_{\text{TSecundario}} \times CC_{\text{Posterior}}$$

Donde,

Valor Unitario Posición Tipo S = Valor Unitario aplicable de la Posición Tipo S simultanea en gasoducto de transporte primario equivalente

CC_{Posición} = Coeficiente Corrector Tipo Posición aplicable, si se trata de una Posición Tipo S el valor será 1

CC_{TSecundario} = Coeficiente Corrector para Elemento Transporte Secundario aplicable, si se trata de una Posición de Transporte Primario el valor será 1

CC_{Posterior} = Coeficiente Corrector para Posiciones Posteriores Obra Lineal aplicable, si se trata de una Posición realizada con simultaneidad el valor será 1

Para los casos de posiciones complejas, por ejemplo posiciones con dos o más derivaciones, se han de tratar como ampliaciones de posiciones

3. La vida útil de la inversión en posición a los efectos del cálculo de la ~~amortización~~ **retribución** será la misma de los gasoductos ~~y se contabilizará a partir de la puesta en servicio de la posición.~~
4. Para el cálculo de la retribución de una posición ~~o de su modificación~~, y en cumplimiento de las obligaciones incluidas en el artículo 5 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, la información referida a los gasoductos deberá desglosarse en obra lineal y posiciones. Asimismo, a los efectos del cumplimiento de la obligación de presentar una auditoría técnica en cumplimiento de lo establecido en el artículo 4.1 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, en el caso de gasoductos se considerará el coste conjunto de obra lineal más las posiciones."

4.4 Sobre el régimen retributivo de las ampliaciones de Instalaciones de Transporte (Artículo 5)

Contenido de la Propuesta

La Propuesta de Orden Ministerial, en su Artículo 5, explicita una metodología para la determinación de la inversión reconocida y la retribución de las ampliaciones de EC, ERM/EMs y posiciones existentes.

Consideraciones de la CNE

Esta Comisión considera necesario el desarrollo normativo propuesto, pues se subsanan carencias en el desarrollo normativo, tanto de la Orden ITC/3993/2006 como de sus predecesoras, que esta Comisión ha puesto de manifiesto en diversas ocasiones con motivo de sus informes sobre la inclusión de instalaciones en el régimen retributivo, y donde se señalaba la conveniencia de recoger la metodología a aplicar en futuras Órdenes Ministeriales.

No obstante, y al objeto de perfeccionar la redacción propuesta se realizan los siguientes comentarios:

- **Sobre las instalaciones con derecho a retribución**

El Artículo 5 de la Propuesta establece que *“el coste de ampliaciones de ERM/EM y/o posiciones asociadas de forma directa a la actividad de distribución o destinadas al suministro de un único consumidor será soportado por el solicitante”*.

A este respecto, tal y como se ha indicado en las consideraciones sobre el Artículo 4, cabe señalar que el Artículo 2 del Real Decreto 326/2008, sobre Instalaciones de transporte incluidas en el régimen retributivo, establece claramente a qué instalaciones se les aplicará el régimen retributivo definido en dicho Real Decreto y a cuáles no.

Complementando lo ya indicado en relación con las posiciones de gasoductos, el Artículo 2 del Real Decreto 326/2008 también indica que se les aplicará el régimen retributivo previsto, entre otras, a las estaciones de compresión y a las estaciones de regulación y medida conectadas a los gasoductos con entrada a presión superior a 16 bares.

En consecuencia, esta Comisión propone, nuevamente, eliminar la referencia del Artículo 5 de la Propuesta sobre qué tipos de ERM/EM y posiciones se retribuirán, ya que, o bien es redundante con el contenido del Real Decreto 326/2008 sin complementarlo ni desarrollarlo, o bien se contrapone con lo establecido en el propio Real Decreto.

Por tanto, esta Comisión entiende que si el Ministerio quisiera modificar las instalaciones de transporte que tienen derecho, o no, a retribución, debería modificar el Artículo 2 del Real Decreto 326/2008. Para ello, se podría incluir una Disposición Adicional en la actual propuesta de modificación del Real Decreto 1434/2002, tal y como se ha indicado en las consideraciones sobre el Artículo 4 de la Propuesta.

- **Sobre la necesidad de explicitar que la instalación original y la modificación son instalaciones diferenciadas en el sistema retributivo**

Aunque funcionalmente, en una instalación modificada muchas veces no es posible diferenciar la instalación original de su ampliación, desde el punto de vista retributivo esto sí es posible al poder determinar y delimitar el monto de las inversiones y el momento en el que se obtienen las Actas de puesta en servicio de las diferentes fases. En otras palabras, desde el punto de vista del sistema retributivo, las modificaciones/ampliaciones se pueden y deben considerar instalaciones de transporte independientes y diferenciadas de la instalación inicial.

De hecho, esta Comisión considera que este tratamiento sería el más adecuado y flexible a la hora de aplicar las metodologías para determinar la retribución asociada a los activos ya que éstas van cambiando a lo largo del tiempo, y se dan casos en los que la instalación original está sometida a una metodología y la modificación a otra. De hecho, actualmente ya existen casos, donde a la instalación original, por ser anterior al año 2008, le aplica la metodología retributiva

establecida por la Orden ECO/301/2002¹¹, y a la modificación/ampliación le aplicaría la metodología del Real Decreto 326/2002¹².

De acuerdo con la redacción propuesta para el Artículo 5, la consideración de las modificaciones/ampliaciones como instalaciones de transporte independientes y diferenciadas de la instalación inicial se recoge de forma parcial:

- En el apartado 4 del Artículo propuesto, se explicita esta circunstancia para el caso de proyectos conjuntos de ampliaciones/modificaciones de ERM/EMs situadas en la misma posición (cambio de G y línea adicional).
- Para el resto de casos se indica implícitamente, si se tiene en cuenta lo dispuesto en el apartado 2 del Artículo para determinar el valor de inversión de las ampliaciones por aplicación de los valores unitarios; aunque si se atiende a lo dispuesto en el apartado 3 para determinar la retribución de los costes de O&M, existirían casos (modificaciones de ERM y EC) donde no habría tal diferenciación ya que el coste de O&M de la instalación modificada se imputa en su totalidad a la instalación original.

Por tanto, esta Comisión cree necesario clarificar y especificar que, desde el punto de vista del sistema retributivo, las ampliaciones se consideran instalaciones de transporte independientes y diferenciadas de la instalación original. Esto implicaría modificar, lo establecido en el apartado 3 del Artículo 5 a efectos del cálculo de la retribución de los costes de O&M de las modificaciones/ampliaciones de ERM/EM y EC.

Además, este criterio es imprescindible para poder hacer un tratamiento informatizado fiable a través de SIDRA¹³ de las instalaciones que componen el sistema gasista.

¹¹ De forma sencilla, la metodología que se aplica determina una retribución anual inicial (costes de inversión y O&M), que, posteriormente, es actualizada cada año en función de la evolución de los indicadores de precios.

¹² De forma sencilla, la metodología que se aplica, por un lado, determina anualmente una retribución de los costes de inversión teniendo en cuenta el Valor Neto de Inversión de la instalación, y, por otro lado, actualiza la retribución de los costes de O&M en función de la evolución de los indicadores de precios.

¹³ Sistema de Información para la Determinación de la Retribución de las Actividades del Sector Gasista

- **Sobre las ampliaciones de ERM/EMs**

En el caso de las ERM/EMs, y obviando la construcción de una nueva unidad de ERM/EM en la posición (que se considera una nueva ERM/EM), la modificaciones que suponen un aumento de la capacidad de transporte, normalmente son debidas a la construcción de líneas adicionales de proceso en una ERM/EM existente, y/o la sustitución de equipos existentes por otros de mayor capacidad de medición.

Quizás la Propuesta de Orden sólo hace mención a las ampliaciones de ERM/EMs por sustitución de equipos, porque, actualmente, se puede determinar fácil y unívocamente el valor de inversión de las líneas adicionales en una ERM/EM por aplicación de los valores unitarios¹⁴ al estar publicado en las Órdenes Ministeriales un factor corrector de los valores unitarios de las ERM/EMs.

No obstante, esta Comisión recomienda hacer mención explícita a las ampliaciones por construcción de líneas adicionales de proceso al objeto de perfeccionar el redactado del Artículo 5 recogiendo todas las tipologías de ampliaciones de ERM/EMs.

- **Sobre las ampliaciones de posiciones**

Atendiendo a las mismas razones que se han expuesto en las consideraciones del Artículo 4 de la Propuesta, y en particular aquellas relativas a los tipos de Posiciones y el alcance de los valores unitarios de inversión publicados, esta Comisión no está de acuerdo con el criterio recogido el apartado 2b del Artículo 5 que indica que en los casos de ampliaciones de posiciones el valor de inversión por aplicación de valores unitarios¹⁵ se determinará por la suma del valor de cada uno de los elementos instalados en la posición, sin que sea de aplicación el coeficiente aplicable a las posiciones posteriores a la obra lineal del gasoducto, puesto que no tiene en cuenta el alcance de los costes de inversión considerados en los valores unitarios publicados.

De hecho, si se aplicara este criterio con los valores unitarios actualmente publicados, por ejemplo, cuando se modifica una posición de seccionamiento para

¹⁴ Valor necesario para determinar el valor de inversión reconocido de acuerdo con la metodología del Real Decreto 326/2008

¹⁵ necesario para determinar el valor de inversión reconocido de acuerdo con el Real Decreto 326/2008

convertirla en una posición con derivación y trampa de rascadores, el sistema retributivo estaría pagando 3 veces la posición de seccionamiento, y 2 la posición de derivación.

En consecuencia, esta Comisión propone clarificar cómo se aplicarían en el caso de las ampliaciones los valores unitarios de inversión de posiciones y los coeficientes correctores publicados, sustituyendo el apartado 2.b propuesto por el siguiente redactado:

“Ampliación de posiciones: Como valor de inversión de la ampliación por aplicación de valores unitarios se considerará la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación considerando el Tipo de Posición existente antes y después de la ampliación.

Con independencia de lo anterior, en aquellos casos que por razones técnicas justificadas, haya sido autorizada administrativamente la modificación de una posición de derivación (Tipo D) o con trampa de rascadores (Tipo T), ya existente, para incluir una nueva línea de derivación, el valor de inversión se calculará considerando como si fuera una transformación de una posición de seccionamiento (Tipo S) a posición de derivación (Tipo D).”

- **Sobre las ampliaciones de EC**

Las estaciones de compresión (EC) son instalaciones que compensan la pérdida de presión que sufre el gas al ser transportado por la red de gasoductos. De forma simplificada, una EC se caracteriza por los equipos y la potencia instalados, y por la configuración del nudo de gasoductos que atiende que podrá ser: un gasoducto entrada / un gasoducto salida; un gasoducto entrada / dos gasoductos salida; etc.

En función de las necesidades, las instalaciones que se incluyen en el emplazamiento de una EC pueden ir evolucionando a lo largo del tiempo. En consecuencia, una EC también se caracteriza por el N° y Tipo de Actuaciones de Inversión realizadas en su Emplazamiento. Al menos se identifican los siguientes Tipos de Actuaciones de Inversión:

- Construcción de una EC nueva o inicial
- Ampliación de la EC por incorporación de nuevos gasoductos al nudo
- Ampliación de Potencia con TC adicionales – normalmente de reserva
- Ampliación de Potencia de los TC existentes
- Sustitución de los TC por obsolescencia de los TC existentes
- Modificación de equipos Auxiliares de la EC

Por tanto, en el caso de las EC, las modificaciones que suponen un aumento de la capacidad de transporte, normalmente son debidas a la construcción de unidades / líneas de proceso adicionales, y/o a la sustitución de equipos existentes por otros de mayor capacidad de compresión.

En relación con la fórmula que determina el valor de inversión de una EC por aplicación de valores unitarios, es necesario indicar que, aunque los valores unitarios constan de un término fijo y otro variable, éstos no están asociados a ningún elemento concreto de la estación sino que se trata de dos rectas de regresión que se ajustan a los costes medios de inversión de las EC nuevas en función de la potencia instalada.

Por consiguiente, a la hora de determinar el valor de inversión de las ampliaciones de EC por aplicación de valores unitarios, no tiene sentido ni utilizar únicamente el término variable al existir un riesgo de infravalorar la inversión, ni utilizar el término fijo y el término variable al existir un riesgo de sobrevalorar la inversión.

Esta Comisión considera, a la vista del alcance de los costes de inversión incluidos en los valores unitarios, que la mejor solución para valorar las ampliaciones de EC con los valores unitarios publicados en las Órdenes Ministeriales es tomar la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios, término fijo y variable, en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación, considerando la potencia instalada en la EC antes y después de la ampliación.

En consecuencia, esta Comisión propone sustituir el apartado 2.c propuesto por el siguiente redactado:

“Ampliación de estaciones de compresión: Como valor de inversión de la ampliación por aplicación de valores unitarios se tomará la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios, término fijo y variable, en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación, considerando la potencia instalada en la EC antes y después de la ampliación.”

- **Sobre los criterios a aplicar para el cálculo de los Costes de O&M de las ampliaciones de instalaciones**

En el apartado 3 del Artículo 5, se recogen los criterios a seguir a los efectos del cálculo de los costes de operación y mantenimiento asociados a las ampliaciones de instalaciones de transporte.

En relación con este apartado es necesario modificar, tal y como se ha indicado anteriormente, los criterios para determinar la retribución de los costes de O&M de modificaciones/ampliaciones de EC y ERM/EM por sustitución de equipos, al objeto de poder considerar las ampliaciones de estas instalaciones independientes y diferenciadas de la instalación original.

Además, se ha observado que no existen criterios para determinar los costes de operación y mantenimiento asociados a las ampliaciones de Posiciones y Ampliaciones de ERM/EM por líneas adicionales.

Bien es cierto, que a partir de los valores unitarios publicados por las Órdenes Ministeriales, y en consonancia con el Informe de valores unitarios que realizó esta Comisión, se infiere que para este tipo de modificaciones el coste de O&M reconocido es igual a cero.

No obstante, esta Comisión considera conveniente mencionar explícitamente dicha circunstancia al objeto de clarificar y perfeccionar el redactado del apartado 3 del Artículo.

- **Propuesta de redactado alternativo del Artículo 5 de la Propuesta**

En este epígrafe se recogen las propuestas de modificación que realiza esta Comisión al articulado original de la Propuesta de Orden de acuerdo con las consideraciones realizadas en los puntos anteriores¹⁶.

“**Artículo 5.** Ampliaciones de instalaciones de transporte.

1. Las modificaciones y/o ampliaciones de instalaciones de transporte existentes sólo serán incluidas en el régimen retributivo cuando supongan un aumento de capacidad y estén afectadas a la propia actividad. ~~El coste de ampliaciones de ERM/EM y/o posiciones asociadas de forma directa a la actividad de distribución o destinadas al suministro de un único consumidor será soportado por el solicitante.~~

Desde el punto de vista sistema retributivo, se considerará que las ampliaciones de instalaciones de transporte son independientes de la instalación original incluyéndose en él de manera individualizada.

¹⁶ La nomenclatura utilizada en las propuestas de modificación es la siguiente: la Inclusión de texto aparece con subrayado simple, el texto eliminado aparece ~~tachado~~ y el movimiento de párrafos dentro del texto aparece con doble subrayado la nueva posición y tachado y con doble subrayado la posición inicial.

2. A los efectos del cálculo del valor de la inversión V_i de acuerdo al artículo 4 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, se aplicarán los siguientes criterios:
 - a. Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por líneas adicionales: Como valor de inversión de la ampliación por aplicación de valores unitarios se tomará el valor resultante de multiplicar el factor corrector correspondiente por el valor unitario en vigor para una ERM/EM nueva en el momento de la puesta en servicio de la ampliación
 - ab. Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por sustitución de equipos que supongan un incremento en el tamaño de la estación (tipo de G): Como valor de inversión unitario de la ampliación por aplicación de valores unitarios se tomará la diferencia entre los valores unitarios de la ERM antes y después de la ampliación, aplicando en los dos casos los valores en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación.
 - bc. Ampliación de posiciones: Como valor de inversión unitario de la ampliación por aplicación de valores unitarios se considerará la suma de los valores unitarios de cada una de los elementos instalados en la misma posición, sin que sea de aplicación el coeficiente aplicable a las posiciones posteriores a la obra lineal del gasoducto la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación considerando el Tipo de Posición existente antes y después de la ampliación.

Con independencia de lo anterior, en aquellos casos que por razones técnicas justificadas, haya sido autorizada administrativamente la modificación de una posición de derivación, ya existente, para incluir una nueva línea de derivación, el valor de inversión se calculará considerando como si fuera una transformación de una posición de seccionamiento a posición de derivación.
 - ce. Ampliación de estaciones de compresión: Como valor de inversión unitario de la ampliación por aplicación de valores unitarios se tomará el que resulte de multiplicar el Término Variable expresado €/kWh por la potencia de la ampliación, sin incrementar la retribución en concepto de Término fijo la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios, término fijo y variable, en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación, considerando la potencia instalada en la EC antes y después de la ampliación.
3. A los efectos del cálculo de los costes de operación de instalaciones de transporte que sean sujeto de ampliaciones se aplicarán los siguientes criterios.
 - a. Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por líneas adicionales: Se considerará un coste de operación igual a cero
 - ab. Ampliaciones de estaciones de regulación y/o medida por sustitución de equipos que supongan un incremento en el tamaño de la estación (tipo de G): Se reemplazará el coste tomará la diferencia entre los valores unitarios de operación de la ERM/EM original por el que corresponda a la nueva instalación antes y después de la ampliación, aplicando en los dos casos los valores en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación.
 - c. Ampliación de posiciones: Se considerará un coste de operación y mantenimiento igual a cero
 - bd. Ampliaciones de estaciones de compresión: Se incrementará considerará el coste de operación y mantenimiento de la estación original con el resultado resultante de multiplicar el incremento de potencia por el término variable de explotación.
4. En el caso de proyectos conjuntos de ampliaciones/modificaciones de ERM/EM situadas en la misma posición (cambio de G y línea adicional), si bien las autorizaciones, actas de puesta en marcha y auditorias son conjuntas, desde el punto de vista retributivo se considerarán instalaciones de transporte independientes incluyéndose en el sistema retributivo de instalaciones de transporte de manera diferenciada.”

4.5 Sobre los Centros de Mantenimiento (Artículo 6 y Disposición Transitoria Primera)

Contenido de la Propuesta

La Propuesta de Orden Ministerial, en su Artículo 6, define qué es un Centro de Mantenimiento, los elementos que lo componen y el número mínimo de km de gasoductos que debe atender.

Asimismo, indica qué documentación debe presentarse junto a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo (a la que sólo tienen derecho los Centros de Mantenimiento puestos en servicio con posterioridad al 1 de enero de 2008); el procedimiento a seguir para resolver su inclusión; y cuáles son la vida útil y la fecha de puesta en servicio que deben considerarse a efectos del cálculo de la retribución.

Por su parte, la Disposición Transitoria Primera establece que para aquellos Centros de Mantenimiento que no pueden acreditar la fecha de puesta en servicio conforme al Artículo 6 por haber sido construidos entre el 1 enero de 2008 y la fecha de publicación de la Propuesta de Orden, se tomará como fecha de puesta en servicio la que declare por escrito el representante legal de la empresa.

Consideraciones de la CNE

Esta Comisión considera necesario el desarrollo normativo propuesto, pues de esta forma se subsanan las carencias del marco normativo que se habían producido cuando se introdujeron por la Orden ITC/3520/2009 los Valores Unitarios de Inversión para los Centros de Mantenimiento de acuerdo con lo propuesto en el Informe que realizó esta Comisión en 2009 sobre valores unitarios de inversión y O&M.

No obstante, y al objeto de perfeccionar la redacción propuesta se realizan los siguientes comentarios:

- **Sobre el procedimiento de inclusión en el régimen retributivo**

El Artículo 6.7 de la Propuesta regula el procedimiento para que la DGPEyM dicte la Resolución de inclusión en el régimen retributivo. Dicho procedimiento ya está establecido en Artículo 2.4 del Real Decreto 326/2008¹⁷.

En consecuencia, dado que es redundante el contenido del Real Decreto, sin complementarlo ni desarrollarlo, se propone eliminar el citado apartado.

- **Sobre la longitud mínima de gasoductos que deben ser atendidos por un Centro de Mantenimiento**

Se considera conveniente establecer una longitud mínima de gasoductos que deben ser atendidos por un Centro de Mantenimiento al objeto de dar las señales de eficiencia suficientes.

En cualquier caso, esta Comisión considera conveniente establecer medidas complementarias que fomenten la distribución geográfica eficiente de los nuevos centros de mantenimiento, de tal forma que exista una distancia mínima entre dos centros de mantenimiento de una misma empresa transportista. Se considera que atendiendo a las características de la red viaria nacional, esta distancia mínima entre dos centros de mantenimiento de una misma empresa debería establecerse en al menos 150 km medidos sobre el camino más corto existente entre dos centros, esto equivale a que la distancia mínima a recorrer desde cada centro de mantenimiento para alcanzar el punto medio sería de 75 km, equivalente a algo más de una hora de camino utilizando los correspondientes vehículos.

- **Sobre los Centros de Mantenimiento que comparten instalaciones con otros activos regulados**

Esta Comisión indicaba en su Informe de valores unitarios de inversión y O&M de 2009¹⁸, que cuando un Centro de Mantenimiento compartía instalaciones con un Estación de Compresión, el edificio y todo el equipamiento del centro de

¹⁷ En el caso de instalaciones autorizadas de forma directa, el órgano competente, previo informe del Gestor Técnico del Sistema Gasista y de la Comisión Nacional de Energía, resolverá expresamente la inclusión de una instalación de transporte de gas en el régimen retributivo establecido en el presente real decreto, todo ello sin perjuicio del resto de autorizaciones administrativas necesarias a que hace referencia el artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos

¹⁸ Esta Comisión a la hora de definir las instalaciones objeto de estudio, además de incluir las definiciones recogidas en los apartados 1 y 2 del Artículo 6 propuesto, indicaba que "Se considera que los centros de mantenimiento ubicados en una estación de compresión se corresponden con el edificio dentro de la misma".

mantenimiento debía ser considerando inversión de la Estación de Compresión a la hora del cálculo de la retribución. En otras, palabras la retribución por Centro de Mantenimiento está incluida en la retribución de la Estación de Compresión.

Las razones que llevan a aplicar este criterio radican en las sinergias existentes entre ambas instalaciones, que imposibilitan discernir qué inversión (tanto en edificio como en equipamiento) corresponde a cada instalación. Por lo que es preferible, asumir que las EC llevan asociadas un centro de mantenimiento en sus instalaciones.

Es más, esta Comisión cree necesaria la aplicación del mismo criterio en aquellos casos en los que pudiera haber sinergias con instalaciones pertenecientes a otras actividades reguladas (planta de regasificación, AASS y centros mantenimiento asociados a la actividad de distribución).

Aunque, según la información que dispone esta Comisión en SIDRA, la única empresa con centros de mantenimientos incluidos en el régimen retributivo es ENAGAS, esto no significa que el resto de empresas no tengan equipamientos similares sino que, o bien, están incluidos en los equipamientos de otras actividades debido a las sinergias existentes; o bien, los servicios de mantenimiento están subcontratados y el coste de inversión es asumido por el subcontratado.

En cualquier caso, las empresas han recibido una retribución por estos centros de mantenimiento, bien a través del reconocimiento de la inversión en las instalaciones con las que existen sinergias, bien a través de la actualización los valores unitarios de O&M¹⁹.

Por tanto, esta Comisión considera conveniente que sólo computen los km de gasoductos construidos desde el 1 de enero de 2008 para determinar el número máximo de Centros de Mantenimiento que podrían construir los transportistas sin instalaciones de este tipo en el régimen retributivo, asumiendo, por tanto, que los gasoductos anteriores a dicha fecha participan de sinergias con instalaciones pertenecientes a otras actividades reguladas.

¹⁹ Cada cuatro años cuando se determinan los valores unitarios de O&M, se analiza, entre otras cosas, la evolución de los costes de las cuentas de resultados de las sociedades en relación los ingresos obtenidos por el concepto de O&M..

En resumen, y al objeto de evitar en el futuro una doble retribución por las sinergias con instalaciones pertenecientes a otras actividades reguladas o no reguladas, esta Comisión recomienda que dentro del Artículo 6 se indique claramente que:

- o El valor de inversión del edificio y los equipamientos de los centros de mantenimiento ubicados en estaciones de compresión, plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, se consideraran, a los efectos de la inclusión en el régimen retributivo y del cálculo de la retribución, como inversiones realizadas en la estación de compresión, la planta de regasificación o el almacenamiento subterráneo que lo contenga.
- o Si el centro de mantenimiento de transporte tiene un uso compartido con la actividad de distribución, se considerará a todos los efectos instalación de distribución.

Además, y al objeto de evitar una doble retribución por las sinergias existentes en el pasado con instalaciones pertenecientes a otras actividades reguladas, esta Comisión considera conveniente que, para aquellos transportistas sin Centros de Mantenimiento de Transporte incluidos en el régimen retributivo a día de hoy, sólo computen los km de gasoductos construidos desde el 1 de enero de 2008 para determinar el número de Centros de Mantenimiento a los que tienen derecho.

Para regular este último aspecto, esta Comisión propone la inclusión de una nueva Disposición Adicional Quinta con el siguiente redactado

“Disposición Adicional Quinta Gasoductos en operación a considerar para establecer las necesidades de Centros de Mantenimiento de Transporte.

Para aquellas empresas que no tuvieran Centros de Mantenimiento de Transporte incluidos de forma definitiva en el régimen retributivo con anterioridad al 1 de enero de 2008, sólo computaran a efectos de determinar la longitud mínima de 220 km de gasoducto adscritos al centro de mantenimiento, las longitudes de los gasoductos puestos en marcha con posterioridad al 1 de enero de 2008. “

- **Sobre la necesidad de Autorización Administrativa para la construcción de un Centros de Mantenimiento**

Los centros de mantenimiento de transporte, de acuerdo con los artículos 59²⁰ y

²⁰ Artículo 59. Sistema gasista y red básica de gas natural.

1. El sistema gasista comprenderá las siguientes instalaciones: las incluidas en la red básica, las redes de transporte secundario, las redes de distribución, los almacenamientos no básicos y demás instalaciones complementarias.

63²¹ de la Ley 34/1998, se consideran instalaciones complementarias del Sistema Gasista y elementos constitutivos de la red de transporte.

Por tanto, esta Comisión considera que deben tener un tratamiento similar a otras instalaciones complementarias, como las ERMs o EMs, en relación con los procedimientos para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones.

Esta necesidad se refuerza a la vista de las particularidades recogidas en consideraciones anteriores y, en especial, a la posibilidad de la posible existencia de sinergias económicas tanto con instalaciones de la actividad de transporte (EC) como con instalaciones de las actividades de regasificación, AASS y distribución.

Por tanto, esta Comisión recomienda que se incluya en el Artículo 6 una referencia a que les será de aplicación los procedimientos para el otorgamiento de autorización administrativa previstos en la normativa sectorial (Real Decreto 1434/2002), y sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones sobre protección del dominio público que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, y en especial las relativas a la ordenación del territorio, urbanismo y al medio ambiente.

Asimismo, y al objeto de poder evaluar el impacto que supone un nuevo centro de mantenimiento o la transmisión/cierre de uno existente, esta Comisión recomienda que en las solicitudes de autorización administrativa, junto a la documentación

2. A los efectos establecidos en la presente Ley, la red básica de gas natural estará integrada por:

- a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares.
- b) Las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural.
- c) Los almacenamientos básicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista.
- d) Las conexiones de la red básica con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos.
- e) Las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas o con yacimientos en el exterior.

²¹ Artículo 66. La red de transporte de combustibles gaseosos.

- 1. La red de transporte primario está constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño igual o superior a 60 bares.
- 2. La red de transporte secundario de gas natural está constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar.
- 3. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte las estaciones de compresión y de regulación y medida y todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

[...]

requerida por la normativa sectorial, se exija la inclusión de un documento donde se describa el impacto que supone en el listado de gasoductos adscritos a cada centro de mantenimiento de los que es titular el transportista.

- **Sobre la información a facilitar por los transportistas titulares de centros de mantenimiento**

Esta Comisión considera necesario establecer una relación biunívoca entre los centros de mantenimiento y los gasoductos que mantienen.

Asimismo, entiende que, una vez adscrito un gasoducto a un centro de mantenimiento, la modificación de esta relación únicamente puede estar soportada bien por la entrada en servicio de un nuevo Centro de Mantenimiento, bien por la transmisión o cierre del centro al que estaba adscrito, circunstancias todas ellas que, de acuerdo con el punto anterior, deben ser conocidas por la administración a través de los procedimientos de autorización.

En consecuencia, el hecho de que cada año los transportistas remitan la relación de todos los gasoductos adscritos a cada centro, puede hacer ineficiente la supervisión de la información, ya que habría que confirmar su consistencia con la recibida en años anteriores, cuando las nuevas adscripciones y los cambios de centros afectan a una parte (en principio reducida) de los gasoductos.

Por ello, se propone que los titulares de los centros de mantenimiento sólo informen, antes del 31 de octubre de cada año, de la relación de los nuevos gasoductos adscritos a cada centro, indicando su longitud, así como la relación de gasoductos han sido reasignados a otro centro de mantenimiento bien por la puesta en servicio de un nuevo centro, bien por la transmisión o cierre del que estaban adscritos.

Además, se propone que se incluya una nueva Disposición Adicional Sexta al objeto de poder recabar la información relativa a los gasoductos actualmente operativos. Para ello, se propone el siguiente redactado

“Disposición Adicional Sexta Información sobre los gasoductos en operación adscritos a los centros de mantenimiento de transporte.

Antes del 31 de octubre de 2011, los transportistas titulares de centros de mantenimiento enviarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, la relación de los gasoductos en operación adscritos a cada centro así como su longitud y diámetro.”

- **Sobre la fecha de puesta en servicio a considerar en los Centros de Mantenimiento construidos entre el 1 enero de 2008 y la fecha de publicación de la Orden**

La Disposición Transitoria Primera establece que para aquellos Centros de Mantenimiento que no pueden acreditar la fecha de puesta en servicio conforme al Artículo 6 por haber sido construidos entre el 1 enero de 2008 y la fecha de publicación de la Orden, se tomará como fecha de puesta en servicio la que declare por escrito el representante legal de la empresa.

Esta Comisión considera que en estos casos, la fecha de puesta en servicio a considerar debería estar relacionada con algún acto público administrativo en lugar de tomar la fecha que declare el representante legal de la empresa.

En este sentido, esta Comisión considera que las fechas a utilizar podrían ser la fecha de obtención de la Cedula de Habitabilidad del edificio, o la fecha del acto administrativo que permite el inicio de actividad industrial en las instalaciones.

- **Propuesta de redactado alternativo del Artículo 6 de la Propuesta y del Disposición Transitoria Primera:**

En este epígrafe se recogen las propuestas de modificación que realiza esta Comisión al articulado original de la Propuesta de Orden que se derivan de las consideraciones realizadas en los puntos anteriores²².

“**Artículo 1.** Centros de mantenimiento de transporte.”

1. Se define como centro de mantenimiento el conjunto de edificios e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento y buen estado de los equipos e instalaciones de los gasoductos, las estaciones de compresión y las estaciones de regulación y/o medida asociadas al mismo.
2. Un centro de mantenimiento está compuesto por el terreno, junto con sus accesos, la edificación, los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control y alimentación eléctrica, así como cualquier otro equipamiento necesario para el adecuado funcionamiento de la instalación durante toda la vida útil retributiva del activo.
- 3 Los centros de mantenimiento de transporte, de acuerdo con los artículos 59 y 63 de la Ley 34/1998, se consideran instalaciones complementarias del Sistema Gasista y elementos constitutivo de la red de transporte, por lo que les será de aplicación los procedimientos para el otorgamiento de autorización administrativa para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones

²² La nomenclatura utilizada en las propuestas de modificación es la siguiente: la Inclusión de texto aparece con subrayado simple, el texto eliminado aparece ~~tachado~~ y el movimiento de párrafos dentro del texto aparece con doble subrayado la nueva posición y ~~tachado y con doble subrayado la posición inicial~~.

previstos en la normativa sectorial, y sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones sobre protección del dominio público que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, y en especial las relativas a la ordenación del territorio, urbanismo y al medio ambiente.

En las solicitudes de autorización administrativa para la construcción, transmisión y cierre de un centro de mantenimiento, junto a la documentación requerida por la normativa sectorial, se adjuntará un documento donde se describa el impacto que supone el nuevo centro de mantenimiento, o la transmisión/cierre del existente, en el listado de gasoductos adscritos a cada centro de mantenimiento de los que es titular el transportista.

34. ~~En el caso de centros de mantenimiento ubicados en una estación de compresión no se considerará el valor del edificio a los efectos del cálculo de la retribución del centro de operación y mantenimiento. El valor de inversión del edificio y los equipamientos de los centros de mantenimiento ubicados en estaciones de compresión, plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, se considerarán, a los efectos de la inclusión en el régimen retributivo y del cálculo de la retribución, como inversiones realizadas en la estación de compresión, la planta de regasificación o el almacenamiento subterráneo que lo contenga~~

Si el centro de mantenimiento de transporte tiene un uso compartido con la actividad de distribución, se considerará a todos los efectos instalación de distribución.

45. Cada centro de mantenimiento deberá mantener al menos 200 km de gasoducto y las posiciones, ERM/EM o estaciones de compresión conectados a ellos, sin que puedan existir gasoductos adscritos a más de un centro.

La distancia mínima entre dos centros de mantenimiento de una misma empresa transportista será de 150 km medidos sobre el camino más corto entre ambos centros.

Antes del 31 de octubre de cada año, los transportistas titulares de centros de operación y mantenimiento enviarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, la relación de los nuevos gasoductos adscritos a cada centro ~~así como~~ indicando su longitud, así como la relación de gasoductos que han sido reasignados a otro centro de mantenimiento bien por la puesta en servicio de un nuevo centro, bien por la transmisión o cierre del que estaban adscritos.

56. A los efectos del cálculo de retribución en concepto de amortización y retribución financiera, la vida útil de los centros de mantenimiento será de 20 años.
67. El titular de un centro de operación y mantenimiento de instalaciones gasistas, con construcción finalizada con posterioridad al 1 de enero de 2008, podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas su inclusión en el régimen retributivo acompañando a la solicitud la siguiente documentación:
- Características de la instalación.
 - Inversión realizada debidamente auditada.
 - Certificación, extendida por la dirección del área o, en su caso, dependencia, de Industria y Energía de la Delegación o Subdelegación del Gobierno de la provincia donde se ubique el centro de operación y mantenimiento. En la misma, deberá constar una descripción de las instalaciones así como una relación de los medios materiales disponibles.
7. ~~La Dirección General de Política Energética y Minas solicitará informe una vez recibida la documentación anterior al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía. Una vez recibidos los citados informes la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la oportuna Resolución de inclusión en el régimen retributivo, indicando los costes reconocidos así como la fecha de inclusión en el mismo.~~
8. A efectos de la inclusión en el régimen retributivo se considerará como fecha de puesta en servicio la de la certificación extendida por la Dirección del área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía, de la Delegación o Subdelegación del Gobierno indicada en el apartado 7.c) de este mismo artículo.

Disposición Transitoria Primera. *Fecha de puesta en servicio de centros de mantenimiento anteriores a la entrada en vigor de la orden.*

Para los centros de mantenimiento puestos en servicio entre el 1 de enero de 2008 y la fecha de entrada en vigor de la presente orden, como fecha de inclusión en el régimen retributivo se considerará la de puesta en servicio del centro, considerándose como tal la que declare por escrito el representante legal de la empresa fecha de obtención de la cedula de habitabilidad del edificio o la fecha de autorización para el inicio de la actividad industrial en la instalación."

4.6 Sobre el incentivo a la reducción de mermas en la red de transporte por gasoducto (Artículo 7)

Contenido de la Propuesta

La Propuesta trata de reproducir el modelo de gestión de las mermas que en la actualidad está en vigor en las plantas de regasificación. Se concibe como un modelo de incentivo a la mejor gestión de las redes de transporte.

Actualmente se retienen unos porcentajes sobre el gas vehiculado a los comercializadores para cubrir las mermas por pérdidas y diferencias de medición en el sistema de transporte. Las mermas retenidas en exceso o defecto sobre las mermas reales medidas pasan a incrementar o disminuir temporalmente las existencias de gas de maniobra. Hasta aquí la Propuesta sigue planteando el mismo modelo.

Se aboga en la nueva Propuesta por repartir, entre transportistas y comercializadores al 50%, el superávit de mermas retenidas sobre las reales o por restar el defecto de mermas de la retribución del transportista. De este modo, se pretende incentivar una mejor gestión de las redes de transporte con la reducción de las mermas. Para incrementar o disminuir la retribución del transportista sería la CNE la encargada de valorar el gas en exceso o defecto al precio medio del gas de operación del año anterior.

Los excesos de gas de maniobra que superen los 300 GWh se destinarían al gas de operación o gas talón del siguiente ejercicio.

Consideraciones de la CNE

El artículo 7 de la Propuesta establece los términos sobre los que se desarrollaría el nuevo modelo de gestión de mermas en la red de transporte por gasoducto. Este modelo apuesta por la reducción de las mermas reales mediante el incentivo económico a los transportistas, tal como se explica en el apartado anterior.

Esta Comisión considera que la **introducción de incentivos para la mejor gestión de la red**, en línea con el modelo de las plantas de regasificación, **debe resultar beneficiosa** para el conjunto de agentes y el mejor funcionamiento del sistema. En cualquier caso, sobre la propuesta concreta, esta Comisión realiza las siguientes consideraciones:

En primer lugar esta Comisión estima que si bien la Propuesta **puede constituir un avance**, es de destacar que persiste la diferencia de modelo con el empleado en distribución. Es necesario **desarrollar un modelo único**, coherente con el funcionamiento e integración del sistema gasista, que aplique la **misma metodología en regasificación, transporte y distribución** para el cálculo de las mermas reales y el mismo tratamiento a los saldos de mermas. La experiencia de esta Comisión en el último año al calcular los saldos de mermas en regasificación y distribución, sirve para afirmar que, en muchos casos, no existen tales mermas, sino gas en exceso a un lado de una unidad de medida que ocasiona gas en defecto en el otro lado, como consecuencia de una mala calidad de la medida.

Por otro lado, esta Comisión advierte que en la Propuesta **no se indica, ni se describe en detalle cómo deben calcularse las mermas reales** en cada red de transporte de distinto titular, **ni cómo debe hacerse con posterioridad el reparto** entre los distintos transportistas, e incluso su afección a los distribuidores en los puntos frontera entre transporte y distribución (AGENTE propone en sus alegaciones unos criterios que, si bien mejoran la redacción propuesta, tampoco son suficientemente detallados). Ha de tenerse en cuenta que la red de transporte está constituida, además de por los gasoductos, por unidades de regulación y/o medida y estaciones de compresión donde se producen la mayor parte de las mermas, y por tanto, la propiedad de la red o el caudal vehiculado no son necesariamente una buena referencia para el reparto; de la misma forma, como manifiesta Reganosa, un transportista sin unidades de medida puede verse afectado por la actuación de otros operadores situados aguas arriba o abajo, si son estos los titulares de la medida. Es necesario establecer en **detalle criterios únicos de cálculo del saldo de mermas y su reparto en transporte y distribución**.

Esta Comisión, también en base a su experiencia, como ha manifestado en los informes remitidos al Ministerio sobre la valoración del saldo de mermas de distribución y

regasificación, ha detectado posibles incongruencias, déficits y complejidades en la determinación de las mermas en estas instalaciones: los envíos de información por parte de los titulares de instalaciones, en particular hacia los comercializadores, para que puedan prever cómo evolucionan las mermas y la repercusión sobre sus balances no están suficientemente detallados; el calendario propuesto, equivalente al utilizado para el cálculo del saldo en plantas de regasificación, es incongruente, en relación a la labor que se encomienda a la CNE de supervisión; no se establece el mecanismo y el momento en que el abono de la retribución de los operadores se hace efectivo, tanto si el dinero se recupera mediante la reducción de las necesidades del gas talón, como por otros mecanismos, siendo todos estos flujos económicos difíciles de seguir y prever.

Como consecuencia del primer informe de la CNE para la asignación de las diferencias de medición en distribución del periodo julio 2008-mayo 2009, en fecha 31 de marzo de 2011 se constituyó un **grupo de trabajo para la revisión del modelo** de diferencias de medición en distribución. Dicho grupo, **liderado por la CNE** y formado por representantes de todos los agentes del sistema, tenía como finalidad la discusión del procedimiento actual de determinación de la cuenta de diferencias de medición y, si procediera, el desarrollo de las propuestas de normativa que correspondiese. Posteriormente, a la vista de los problemas con la disponibilidad del balance que se discuten el grupo de NGTS, se ha detectado la necesidad de desarrollar un modelo que garantice **la calidad del reparto y balance y que trate de forma coherente las mermas en todas las instalaciones del sistema, su reparto y los incentivos para su reducción**, por ser todos temas íntimamente ligados, imposibles de resolver de forma aislada. La CNE está trabajando en esta propuesta y dispondrá en los próximos meses de un modelo completo.

Por todo lo anterior, **la CNE propone que la Orden Ministerial, en su Artículo 7, recoja la necesidad de establecer el procedimiento de fijación de las mermas en todas las instalaciones, el cálculo de las mismas y de su saldo, su reparto y los incentivos para los operadores.** La CNE como complemento a la función que establecería la futura Ley de Hidrocarburos en relación al establecimiento de los requisitos de Balance, debería ser quien proponga este procedimiento. Este debería cumplir al menos los siguientes objetivos:

- Un modelo único, coherente con el funcionamiento e integración del sistema gasista, en particular con el cálculo del balance, que aplique la misma metodología en regasificación, transporte y distribución, para el cálculo de las mermas reales y el mismo tratamiento para los saldos de mermas, incentivando a la reducción de las mermas reales en todas las instalaciones.
- Los procedimientos de reparto entre usuarios serán comunes y trazables, consistentes en toda la cadena medición- reparto – balance-facturación- calculo de mermas; deben cumplirse de forma estricta y precisa, para dotar de transparencia, solidez y coherencia al sistema gasista.
- El procedimiento de cálculo ha de ser conocido y transparente para distribuidores, transportistas, comercializadores y GTS, además de para la CNE y el Ministerio.
- Son los comercializadores, sobre los que se repercuten las mermas, los que deben de poder conocer y supervisar en todo momento el procedimiento de retención y distribución de mermas. El GTS como responsable último del balance, deberá ser el que realice con la periodicidad que se establezca los cálculos de las mermas reales, su saldos y liquidaciones; no es necesario que esta Comisión realice un procedimiento específico a final de año para asegurar la coherencia del proceso, sino que como regulador estará capacitado para inspeccionar cuando estime necesario el correcto cumplimiento del procedimiento.

En consecuencia, se propone la siguiente redacción del Artículo 7:

“Artículo 7. Incentivo a la reducción de mermas en la red de transporte

- ~~1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, el transportista descontará en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en la red las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que estén en vigor.~~

~~En caso de que la cantidad total de gas descontada por el titular de la red de transporte por la aplicación del coeficiente en vigor exceda de las mermas 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 mermas 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.~~

- ~~2. Anualmente y antes del 1 de febrero, los titulares de redes de transporte 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 en cada red de transporte de los coeficientes en vigor, las mermas reales producidas y el saldo positivo o negativo resultante. El Gestor~~

~~Técnico del Sistema realizará un estudio de las mermas reales en las redes de transporte durante 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.~~

- ~~3. En el caso de que una red de transporte presente un saldo de gas positivo, el Gestor Técnico del Sistema reintegrará antes del 1 de mayo la mitad del mismo a los usuarios de la misma, de forma proporcional a la cantidad de gas circulado en la red el año anterior, manteniendo la titularidad del resto del gas como gas de maniobra.~~

~~El exceso de gas de maniobra que supere el volumen equivalente a 300 GWh 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 junio, la Comisión Nacional de Energía valorará el saldo de mermas de cada red de transporte del año anterior incluido en el informe del Gestor Técnico del Sistema, para lo cual se aplicará la media aritmética del precio del gas de operación del año anterior. En el caso de que dicha cantidad tenga un valor positivo, la mitad será adicionada a la retribución reconocida al titular de la red de transporte, mientras que si dicho saldo presente un valor negativo, la totalidad de la cantidad anterior será restada de la retribución reconocida al titular de la red.~~

En un plazo de 6 meses a partir de la entrada en vigor de esta Orden se aprobará un modelo común e integrado para la determinación y tratamiento de las mermas en las instalaciones de regasificación, transporte y distribución del sistema gasista.

Dicho modelo establecerá, con el grado de detalle necesario, la metodología de cálculo periódico de las mermas reales ocurridas en cada tipo de instalación, el procedimiento de reparto y asignación de las mismas entre los usuarios, el mecanismo de saldo en relación con las mermas reconocidas en la legislación vigente y el tratamiento a aplicar a dichos saldos, así como el procedimiento de liquidación entre los distintos agentes del sistema que dichos saldos pudieran originar.

Este modelo deberá ser único, coherente con el funcionamiento e integración del sistema gasista, en particular con el cálculo del balance, consistente con la cadena de medición, reparto, balance y facturación del acceso a las instalaciones, y deberá proporcionar incentivos a los operadores para la reducción de las mermas en todas las instalaciones. Asimismo, garantizará la transparencia y trazabilidad de los procesos de cálculo y asignación de las mermas y saldos entre los usuarios."

4.7 Sobre Clientes suministrados por un CUR que han superado el umbral de consumo (Artículo 8)

Contenido de la Propuesta

En este artículo se obliga a los CUR a incluir en las facturas a los consumidores que superen el umbral de consumo anual para tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso el siguiente texto informativo:

"Su consumo anual ha superado el máximo permitido para acogerse a la Tarifa de Último Recurso y por consiguiente la tarifa que se le ha aplicado en esta factura no ha sido fijada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, sino libremente por la propia empresa comercializadora.

Le recomendamos que consulte los precios ofrecidos por otros comercializadores, para lo cual puede utilizar el comparador de ofertas en la página de la Comisión Nacional de Energía <http://www.comparador.cne.es>."

Adicionalmente, en el segundo apartado del artículo se indica que estos consumidores deberán estar identificados mediante un código especial en la base de datos de la Oficina de Cambio de Suministrador.

Consideraciones de la CNE

a) Sobre el texto informativo a incluir en la factura a los consumidores que superen el umbral de consumo anual para tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso

El texto informativo propuesto a incluir en la factura no informa al consumidor correctamente sobre la regulación aplicable a estos supuestos, lo cual puede suceder simplemente por el aumento del consumo anual en el caso de consumidores muy próximos al límite de consumo anual de la TUR (50.000 kWh/año)

En particular, la regulación aplicable en el caso de los consumidores que superen el umbral de consumo anual para acogerse a la tarifa de último recurso es el artículo 2.7 del Real Decreto 104/2010, sobre el suministro de último recurso.

“7. En el caso de que un consumidor conectado a redes de presión de servicio menor o igual a 4 bares y acogido a la tarifa de último recurso vigente, excediese el límite máximo establecido para acogerse a las mismas, sin que hubiese formalizado un nuevo contrato de suministro con un comercializador a precio libre, el comercializador de último recurso que le estuviera suministrando **deberá seguir atendiéndole durante un periodo máximo de tres meses. El precio a pagar por dicho suministro será la tarifa de último recurso que le hubiera sido aplicada con anterioridad.**

Transcurrido dicho plazo sin que el consumidor disponga de un contrato de suministro en vigor con un comercializador, se le aplicará lo establecido en el apartado 3 de este artículo.

El comercializador de último recurso deberá notificar al consumidor, en la primera factura, la necesidad de realizar un contrato de suministro de gas con cualquiera de los comercializadores autorizados, incluyendo la relación de comercializadores publicada en la página web de la Comisión Nacional de Energía al efecto. Además se le indicará que, si transcurrido dicho plazo de tres meses, no se hubiese suscrito dicho contrato y continuase consumiendo gas, únicamente se le suministrará durante un mes adicional al precio correspondiente a los consumidores sin derecho a TUR y sin contrato de suministro a precio libre.”

Así pues, de acuerdo con el artículo 2.7 del Real Decreto 104/2010, la tarifa aplicable a estos suministros no es un precio libremente fijado por el comercializador (como indica el texto informativo propuesto por la Orden), sino que se continúa aplicando durante 3 meses la tarifa de último recurso que venía disfrutando, y la tarifa correspondiente a los consumidores sin derecho a TUR y sin contrato libre durante el mes adicional.

Cabe señalar que el texto informativo a incluir en las facturas del CUR también está regulado en el citado artículo 2.7 del Real Decreto 104/2010, de mayor rango normativo.

Adicionalmente a la problemática legal expuesta, se señala que, con esta propuesta, se impone al consumidor un cambio de modalidad de suministro (de TUR a precio libre) sin proporcionarle ningún tipo de información previa sobre las nuevas condiciones contractuales. El CUR informa al consumidor de manera retrospectiva de que se le ha cobrado un precio libre fijado unilateralmente por el propio CUR. De este modo se permite un cambio de contrato sin ningún tipo de consentimiento, tácito o expreso, por parte del consumidor.

En consecuencia, se propone eliminar el primer párrafo del texto propuesto, añadiendo únicamente la inclusión en la factura de la página web del comparador de la CNE, a efectos de facilitar al consumidor la contratación de una oferta de suministro a precio libre:

~~"Le recomendamos que consulte los precios ofrecidos por otros comercializadores~~ todas las ofertas de suministro de gas disponibles para su consumo anual (xxx kWh/año), para lo cual puede utilizar mediante el comparador de ofertas de la Comisión Nacional de Energía disponible en <http://www.comparador.cne.es>."

b) Sobre la identificación de estos consumidores mediante un código especial en la base de datos de la Oficina de Cambio de Suministrador

En relación con la obligación de identificación de estos consumidores mediante un código especial en la base de datos de la Oficina de Cambio de Suministrador, ya está aprobada una regulación más detallada, y común para gas y electricidad, en la Disposición Adicional Tercera del Real Decreto 647/2011.

"Disposición adicional tercera. Clientes sin derecho a tarifa de último recurso que estén siendo suministrados por comercializadores de último recurso.

"1. Los distribuidores proporcionarán, con periodicidad mensual, a la Oficina de Cambios de Suministrador, el listado de los puntos de suministro que corresponden a clientes sin derecho a tarifa de último recurso que estén siendo suministrados por comercializadores de último recurso, para que dicha información sea accesible a todos los comercializadores, con el fin de facilitar la realización de ofertas a dichos clientes a precio libremente negociado.

2. El listado anterior deberá incluir la información correspondiente, en un apartado específico, a los puntos de suministro que hayan sido transferidos por los comercializadores de último recurso a un comercializador libre o estén siendo suministrados a precio libre por el propio comercializador de último recurso.

3. Aquellos a quienes se refiera dicha información tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en la base de forma gratuita y, además, podrán prohibir por escrito a la Oficina de Cambios de Suministrador la difusión de los datos que señalen expresamente. En este caso la manifestación escrita del consumidor deberá

constar expresamente en la base de datos, correspondiendo a la Oficina de Cambios de Suministrador custodiar una copia de dicha solicitud.

No obstante lo anterior, en el caso de que el cliente esté en situación de impago no podrá prohibir la difusión de su CUP y de la información de dicha situación.”

Para cumplir con esta obligación, la OCSUM ya ha propuesto un formato de hoja de Excel que deben remitir mensualmente a la OCSUM todos los distribuidores de gas y electricidad.

Aún así, a fin de evitar problemas de cumplimiento de la Disposición adicional tercera del RD 647/2011, sería necesario que su contenido se modificara para establecer, al menos, que:

- Los CUR deben informar a los distribuidores de los clientes que suministran a precio libre, ya que sólo los CUR pueden disponer de dicha información.
- La información especificada en el listado puede referirse sólo a clientes suministrados por el CUR. Actualmente en el texto de la Disposición adicional tercera se incluyen también los puntos de suministro transferidos de CUR a comercializador libre, siendo esta información no sólo de difícil trazabilidad, sino también potencialmente inútil, dado que podrían haberse producido nuevos cambios de comercializador posteriores al inicialmente especificado por el CUR.

Las modificaciones de esta regulación se debería hacer con rango de Real Decreto. Por todo ello, se propone la supresión del apartado segundo del artículo 8.

4.8 Sobre los Valores Unitarios de Inversión y de O&M de las plantas de regasificación (Artículo 9 y Anexos I y II)

Contenido de la Propuesta

La Propuesta de Orden Ministerial, de acuerdo con el Informe realizado por esta Comisión, aprobado por su Consejo con fecha 11 de noviembre de 2010²³, sobre una Propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y

23 Informe elaborado por simetría con el Mandato recogido por la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008 para determinar valores unitarios de referencia para la Actividad de Transporte,

de operación y mantenimiento aplicables a las instalaciones de la Actividad de Regasificación, establece:

- En los apartados 1 y 2 del Artículo 9, las unidades de inversión para las que existen valores unitarios (unidades estandarizadas) y aquellas unidades de inversión que deben agruparse para establecer un valor máximo de inversión en función del tipo de actuación realizada (Nueva Planta o ampliaciones de tanque, capacidad de vaporización o atraque)
- En los apartados 3, 4 y 5 del Artículo 9, las fórmulas para obtener los índices de actualización de los valores unitarios de inversión, de O&M fijos y de O&M variables.
- En su Anexo I, por un lado, los valores unitarios de base (distinguiendo entre valores de inversión y de O&M) de las unidades de inversión de las plantas de regasificación a los únicos efectos del cálculo de los valores aplicables en el años 2012; y, por otro lado, los elementos incluidos en cada una de las unidades de inversión incluidas en los valores unitarios.

Consideraciones de la CNE

Esta Comisión considera adecuada la modificación de la actual estructura de valores unitarios de inversión para adaptarse a la nueva realidad de las inversiones a realizar, ya que la inversiones previstas a futuro se componen de unidades más modulares, en vez de que las anteriores unidades de inversión más integrales y que agrupan a varias de las nuevas unidades de inversión, de esta manera se pretende poder determinar el valor de inversión reconocido, o el de su ampliación, de una forma más ajustada a la realidad.

No obstante, y al objeto de perfeccionar la redacción propuesta se realizan los siguientes comentarios:

- **Adecuación de la fórmula de cálculo del Valor de Inversión reconocido**

Esta Comisión realizó en su informe de valores unitarios de inversión y O&M de regasificación de 2010, una revisión del modelo actual de elementos constructivos, definiendo una nueva estructura de unidades de inversión que perseguía dotar al modelo regulatorio, definido en la Orden ITC/3994/2006, tanto de una mayor modularidad, como de un enfoque más orientado a la retribución de las

ampliaciones de instalaciones ya existentes sin que por ello se penalizara la retribución de las nuevas plantas.

En dicho informe, esta Comisión advirtió que con el modelo establecido por la Orden ITC/3994/2006, *“en la medida que nos alejemos en el tiempo del periodo de referencia analizado, los valores unitarios de referencia que estima el Modelo de Actualización tendrán menor fiabilidad en la representación de los costes reales del mercado²⁴, si bien la regulación puede establecer un mecanismo de amortiguación de estas posibles diferencias semejante al aplicable en la actividad de transporte para los costes de inversión de activos puestos en marcha a partir del 1 de enero de 2008²⁵.”*

En los análisis que se realizaron para evaluar el impacto económico de las diferentes estructuras de valores unitarios consideradas (estructura actual de cuatro valores unitarios y nueva estructura de 14 valores unitarios), junto con las distintas metodologías de cálculo del valor de inversión reconocidas en la normativa (metodología de la Orden ITC/3994/2006 y metodología del Real Decreto 326/2008), se observó que:

- a. Con 14 unidades constructivas existe menor dispersión que con 4 unidades.
- b. A igual número de unidades constructivas, la metodología para determinar el Valor de Inversión reconocido (VAI) recogida en el Real Decreto 326/2008 (semisuma del valor auditado y valor unitario) presenta una menor dispersión en sus resultados que la metodología recogida en la Orden ITC/3994/2006 (semisuma del valor auditado y valor unitario con de máximo valor unitario).

A la vista de los resultados obtenidos, esta Comisión señaló que *“en consecuencia, se considera que se ajusta mejor a los costes reales una estructura de valores unitarios de referencia de inversión con 14 unidades constructivas junto con la*

24 Tal y como se comentó, la metodología de revisión y actualización de los valores unitarios de referencia solo puede recoger la evolución en el tiempo de los factores de costes, pero no puede recoger la evolución real de los precios en los mercados de los recursos.

25 En el artículo 4 del Real Decreto 326/2008 se indica que “El valor reconocido definitivo de la inversión (...) se calculará como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditado, más el 50 por ciento de la diferencia entre el resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia y dicho valor real. **Este cálculo se realizará tanto si la diferencia es positiva como si es negativa**”.

aplicación de la semisuma entre valor de inversión real auditado y valor de inversión aplicando valores unitarios (metodología del Real Decreto 326/20008)”.

Por tanto, esta Comisión se vuelve a reafirmar en la conveniencia de modificar el primer párrafo del apartado 1º del artículo 4 de la Orden ITC/3994/2006. Para ello propone incluir una nueva Disposición Final Tercera, con el siguiente redactado, dónde se reflejan los cambios a realizar.

“Disposición Final Cuarta. Modificación de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación

1. Se sustituye el primer párrafo del apartado 1 del artículo 4 de la Orden que pasan a estar redactados como sigue:

“1. El valor reconocido de la inversión por cada elemento de inmovilizado (Vli) en cada planta autorizada de forma directa se determinará por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas en el momento de que se disponga del acta de puesta en servicio y se calculará como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditado, más el 50 por ciento de la diferencia entre el valor resultante de la aplicación de los valores unitarios fijados en el anexo IV de esta orden y dicho valor real. ~~Si la diferencia fuera negativa, el valor reconocido de la inversión realizada será el que resulte de aplicar los valores unitarios fijados en el citado anexo.~~ Este cálculo se realizará tanto si la diferencia es positiva como si es negativa”

- **Sobre la necesidad de adaptar la redacción del artículo 9 al objeto de integrar la nueva estructura de unidades de inversión en la filosofía de la Orden ITC/3994/2006 y evitar conflictos interpretativos**

Estando de acuerdo con la Propuesta de introducir una nueva estructura de valores unitarios de inversión/O&M para las plantas de regasificación, esta Comisión cree conveniente, dado la cantidad de cambios y modificaciones que supone el artículo 9 de la Propuesta en lo dispuesto en la Orden ITC/3994/2006, debería actualizarse el propio articulado de la Orden ITC/3994/2006 por razones de técnica y claridad regulatoria.

Al menos, se han detectado los siguientes afectaciones significativas al redactado de la ITC/3994/2006:

- a) El artículo 2.1 de la Orden ITC/3994/2006, sobre Instalaciones de regasificación incluidas en el régimen retributivo, indica que sólo 4 instalaciones están sometidas al régimen retributivo²⁶.

²⁶ “1. Las instalaciones de regasificación sometidas al régimen retributivo comprenden:

a) La obra civil portuaria y terrestre.

El nuevo esquema reconoce un total de 18 unidades de inversión: 10 de ellas se corresponden con instalaciones con valores unitarios de inversión (Unidades de Inversión Estandarizadas), y las otras 8 con instalaciones, que al carecer de valor unitario de inversión (Unidades de Inversión No-Estandarizadas), son agrupadas para establecer un valor máximo inversión para todas ellas en función del tipo de actuación realizada (Nueva Planta o Ampliación).

Por tanto, habría que modificar el Artículo 2 de la Orden ITC/3994/2006, de tal forma que hiciera compatible ambas estructuras de inversión.

- b) El Artículo 3 de la Orden ITC/3994/2006, sobre retribución de las actividades de regasificación, indica que la retribución de cada elemento, está compuesto por los Costes de Inversión y los Costes de O&M.

Con el nuevo esquema, es imposible calcular la retribución de la inversión porque no se ha explicitado la vida útil de las diferentes unidades. Extrapolando los valores de vida útil recogidos en la Orden ITC/3994/2006 sólo podría determinarse la retribución de los Tanques de Almacenamiento de GNL, los Vaporizadores de agua de mar, los Cargaderos de GNL y el conjunto de la Planta Nueva (obra civil). Por tanto, habría que explicitar la vida útil aplicable a cada unidad de inversión.

Asimismo, sólo 4 instalaciones tienen valores unitarios de O&M (Tanques de Almacenamiento de GNL, Vaporizadores de agua de mar, Cargaderos de GNL y el conjunto de la Planta o obra civil), por tanto, habría que explicitar que el resto de unidades de inversión no forman parte de los elementos con los que se determina la retribución por O&M de las plantas de regasificación, y por tanto no tienen retribución de los costes de O&M, ya que la misma está recogida en las 4 instalaciones que sirven para determinar la retribución por O&M

- c) El Artículo 4 de la Orden ITC/3994/2006, sobre Reconocimiento de Inversiones, en su apartado 2º indica qué capacidad hay que tener en cuenta en cada uno

b) Los tanques de almacenamiento de GNL integrados en la red básica de gas natural, incluyendo las instalaciones de descarga y de conexión con los vaporizadores.

c) Las instalaciones de vaporización, junto con los gasoductos de conexión con la red de transporte.

d) Cargaderos de cisternas de GNL, en caso de que existan."

de los 4 elementos contemplados (Almacenamiento, Vaporización, Cargaderos y Obra Civil) a la hora de aplicar los valores unitarios para obtener el valor de inversión del elemento.

Con el nuevo esquema, solo podría extrapolarse la forma de cálculo a 4 unidades de inversión: Tanques de Almacenamiento de GNL, los Vaporizadores de agua de mar, los Cargaderos de GNL y el conjunto de la Planta Nueva (obra civil). Por tanto, habría que explicitar la forma de cálculo para el resto de unidades de inversión.

- d) El Artículo 5 de la Orden ITC/3994/2006, sobre Inclusión de nuevas instalaciones de regasificación en el régimen retributivo, indica qué información debe aportarse junto a la solicitud de inclusión. En particular, en relación con la información auditada de costes, establece que debe enviarse de acuerdo con los 4 elementos contemplados en la Orden, adjuntando el cuadro resumen recogido en el Anexo VI para poder homogenizar la información de las auditorias.

Es obvio que la información de costes auditados debe adaptarse a la nueva estructura de Unidades de Inversión, y en consecuencia, debe establecerse un nuevo cuadro resumen específico a pesar de poder existir similitudes con el cuadro resumen anterior.

No obstante, dada la conveniencia de introducir la nueva estructura de unidades constructivas y el breve espacio de tiempo disponible, se propone clarificar el alcance del artículo 9 de la Propuesta de tal forma que se eviten posibles conflictos interpretativos con los artículos de la Orden ITC/3994/2006.

- **Sobre los elementos constructivos incluidos en cada una de las unidades de inversión incluidas en los valores unitarios**

Esta Comisión está de acuerdo con el listado de elementos constructivos incluidos en cada una de las unidades de inversión incluidas en los valores unitarios, salvo en el caso de las “Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL”.

El MITyC propone incluirlas dentro de la unidad de inversión “Almacenamiento de GNL”, a pesar de que esta Comisión indicaba en su informe que *“aunque inicialmente, la unidad “Almacenamiento de GNL” incluía las cimentaciones y obra civil asociada, tras el análisis realizado de la muestra, se concluyó que no se podía estandarizar el coste asociado a las “cimentaciones y obra civil asociada”, por lo que este concepto se incluyó como unidad no estandarizable que son analizadas posteriormente. En consecuencia, los datos de la muestra para la unidad “Almacenamiento de GNL” no incluyen este concepto de coste”*.

Por tanto, se propone reflejar las “Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL” dentro de la lista de Unidades No-Estandarizadas y eliminar dicha referencia en el listado de Elementos constructivos que componen la unidad de “Almacenamiento de GNL”. De no hacerse, ni el valor unitario de inversión de “Almacenamiento de GNL” ni los valores máximos asociados a Unidades No-Estandarizadas, estarían reflejando los costes reales.

Además, con objeto de clarificar la interpretación de la Propuesta de Orden, se propone separar en un anexo diferente el listado de elementos constructivos que conforman cada unidad de inversión de los valores unitarios de referencia a considerar a los únicos efectos del cálculo de los valores aplicables en el año 2012.

Asimismo, y en aras a mejorar la comprensión del Anexo, y a semejanza con el esquema utilizado para los valores unitarios, en el caso de los elementos constructivos también se recomienda ordenar las unidades de inversión en Unidades de Inversión No-Estandarizadas y Unidades de Inversión Estandarizadas.

Por último, se considera necesario hacer referencia a este listado en el nuevo artículo propuesto sobre Unidades de Inversión.

- **Sobre las fórmulas de actualización de los valores unitarios**

En el apartado sobre la fórmula de actualización de los valores unitarios de inversión, se observa una errata en el periodo de aplicación del valor del coeficiente X, que debería ser 2012-2015 en lugar de 2011-2014 que indica el texto. Además, y al objeto de homogenizar su definición con la utilizada en las fórmulas de los índices de actualización de los valores unitarios de O&M, se propone añadir a su definición el inciso de que *“dicho valor se podrá revisar cada 5 años”*.

La fórmula de actualización de los valores unitarios de O&M variables, no se corresponde con la fórmula finalmente propuesta por esta Comisión²⁷. En primer lugar, porque en todas las fórmulas analizadas en dicho informe, el valor del factor Y era de 0,005 en tanto por uno (50 puntos básicos), en lugar del valor 0,01 recogido en la Propuesta de Orden. Subsana la errata coincidiría con una de las fórmulas alternativas que analizó esta Comisión.

No obstante esta Comisión indicó en su informe que *“para las fórmulas de revisión de los valores unitarios de referencia de los valores unitarios de inversión y de O&M se ha considerado oportuno mantener las fórmulas de actualización actualmente contempladas en la regulación, ya que de los análisis realizados, no ha sido posible establecer fórmulas que reflejen de una mejor manera la evolución de los precios.”*

Asimismo, de los análisis que realizó esta Comisión sobre la fórmula de actualización, la principal conclusión fue que era necesario sustituir el indicador de evolución de precios de la electricidad que actualmente se está utilizando.

Esta Comisión proponía sustituir el coste de electricidad en España publicado por EUROSTAT, por el “Precio final medio para todas las unidades de adquisición que publica la CNE más la tarifa de acceso 2”. No obstante, analizada la dificultad para disponer del coste de la tarifa de acceso 2 para una planta de regasificación de referencia, se considera oportuno toma como referencia del coste de la electricidad en España publicado por EUROSTAT

²⁷ La fórmula propuesta por esta Comisión fue:

$$IA = 1 + (0,80 * (ICE - x) + 0,20 * (IPRI \text{ bienes de equipo} - y))$$

Donde:

IA es el índice de actualización

ICE el promedio del “Precio final medio para todas las unidades de adquisición que publica la CNE más la tarifa de acceso 2” en octubre de los años n-1 y n-2. El precio final medio para todas las unidades de adquisición está conformado por los siguientes componentes: mercado diario, restricciones técnicas, mercado intradiario, procesos gestionados por el operador del sistema y garantía de potencia. La componente del mercado intradiario incluye las restricciones en dicho mercado. Bajo el epígrafe procesos gestionados por el operador del sistema se incluyen los siguientes: mercado de banda de secundaria asignada y su variación en tiempo real, procedimiento de gestión de desvíos, procedimiento de emergencia, energía de regulación secundaria y terciaria, desvíos medidos, excedente/ déficit de los contratos de REE, desvíos internacionales de regulación e intercambios internacionales de apoyo.

IPRI bienes de equipo es la variación anual, en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

“x”, “y”: coeficientes de eficiencia. Para el periodo 2011-2014, “x” e “y” serán iguales a 0,0050 y 0,0050 respectivamente.

- **Sobre los valores unitarios de inversión recogidos a los únicos efectos del cálculo de los valores aplicables en el año 2012.**

En primer lugar, se debe señalar que los valores incluidos en el Anexo de la Propuesta de Orden son valores 2008²⁸ y no 2011 como indica el MITyC, por lo que hay que actualizar los valores publicados.

En segundo lugar, señalar que la propuesta del MITyC no incluye los criterios que propuso esta Comisión a la hora de establecer el valor máximo a reconocer por el coste, debidamente auditado, del conjunto de Unidades de Inversión No-Estandarizadas realizadas- Dichos criterios son básicos a la hora de poder determinar el valor máximo a reconocer por estas unidades.

Por último, y en relación con el valor numérico de los valores unitarios de referencia de inversión recogidos en el Anexo I de la Propuesta de Orden, señalar que se corresponden con los valores propuestos en el Informe de esta Comisión, salvo en el caso de los cargaderos de cisternas de GNL (1.756.109 €/unidad vs 3.052.266 €/unidad de la Propuesta de la CNE) y en el caso de los Vaporizadores de agua de mar (42,24 €/m³(N)/h vs 59,82 €/m³(N)/h de la Propuesta de la CNE), donde el MITyC ha optado por otros valores contenidos en el informe.

En concreto, en el caso de los cargaderos de cisternas de GNL , MITyC recoge el valor medio de la muestra (compuesta por 4 elementos) del periodo 2005-2008, mientras que esta Comisión optó, al disponer de una muestra reducida y existir una relación directa con el valor unitario publicado en la Orden ITC/3863/2007 para cargaderos de cisternas, por el valor máximo de la muestra (3.052.226 €/ud) del mismo orden de magnitud que el Valor unitario vigente en 2008 (3.080.111 €/ud).

²⁸ En el informe se indicaba que los valores unitarios habían sido calculados “en base al año 2008, por ser el último año en el que se disponía de muestra de proyectos con información de costes con soporte contable / auditado”, y añadía que, por tanto, “deberán ser actualizados en su momento según la fórmula de actualización para determinar los valores unitarios a aplicar”

Figura 1: Muestra de unidades de “Cargaderos de cisternas” analizada en el Informe de la CNE.

Por su parte, en el caso de los vaporizadores de agua de mar, el MITyC recoge el valor medio de la muestra (compuesta por 17 elementos) del periodo 2005-2008, mientras que esta Comisión había optado el valor que presentaba la recta de ajuste lineal en 2008 al observarse claramente en la muestra un incremento de los costes a lo largo del periodo analizado.

Figura 2: Muestra de unidades de “Vaporizadores de agua de mar” en el Informe de la CNE.

Esta Comisión considera que, por las razones expuestas, los valores más adecuados son los propuestos por esta Comisión. Además, al modificar estos dos valores unitarios, el MITyC debería acreditar la validez del nuevo set de valores unitarios, comparándolos con los valores reales de inversión de la muestra, determinando si se cubren los costes totales de inversión reales del sistema (total de la muestra) y cual es la dispersión de los resultados individuales obtenidos respecto al valor real de la inversiones, tal y como realizó la CNE con sus valores propuestos.

En los siguientes cuadros, se recogen los Índices de Actualización aplicables a los Valores Unitarios de Inversión, así como los valores 2008 propuestos por la CNE, los valores actualizados a 2011 y los valores intermedios al aplicar los índices actualización.

Índices de Precios	2009	2010	2011
$IPR_{t_{bee}}$ Octubre año "n-1"	2,10%	0,18%	0,55%
COEFICIENTE EFICIENCIA			
X PARA V.U. INVERSIÓN	0,50%	0,50%	0,50%
INDICE DE ACTUALIZACIÓN			
Valores Unitarios Inversión	1,016000	0,996800	1,000500

Figura 3: Índices de Actualización aplicables a los Valores Unitarios de Inversión del Informe de la CNE.

		Valor Unitario de Referencia de Inversión en			
Unidad de Inversión Estandarizada	unidades	2008	2009	2010	2011
Sistema Antorcha /Combustor	€/kg/h	10,72	10,89	10,86	10,87
Tanque Almacenamiento GNL	€/m3 GNL	451,21	458,43	456,96	457,19
Sistema de Bombas Secundarias	€/m3 GNL/h	3.546,98	3.603,73	3.592,20	3.594,00
Vaporización de Agua de Mar	€/ (N)m3/h	59,82	60,78	60,59	60,62
Vaporización de Combustión Sumergida	€/ (N)m3/h	24,16	24,55	24,47	24,48
Sistema de Compresión de Boil - Off para emisión directa a red		Valor Unitario Estaciones Compresión de Transporte			
Sistema de Compresión de Boil - Off para procesado interno planta	€/ (N)m3/h	389,83	396,07	394,80	395,00
Relicador Boil-Off	€/kg/h	1,34	1,36	1,36	1,36
Cargadero de Cisternas de GNL	€/unidad	3.052.266	3.101.102	3.091.178	3.092.724
Sistema de Medida y Odorización de la Emisión a la Red de Transporte		Valor Unitario ERWEMS de Transporte			
		Valor Unitario de Referencia de Inversión en			
Valores Máximos para Unidades Constructivas No-Estandarizadas al Construir	unidades	2008	2009	2010	2011
Nueva Planta	€/Planta	170.000.000	172.720.000	172.167.296	172.253.380
Ampliación de Tanque	€/m3 GNL Ampliados	190,71	193,76	193,14	193,24
Ampliación de Vaporización	€/ (N)m3/h Ampliados	99,24	100,83	100,51	100,56
Ampliaciones Muelles de Atraque		Según valor Auditado			

Figura 4: Valores Unitarios de Inversión del Informe de la CNE actualizados a 2011.

- **Sobre los valores unitarios de O&M recogidos a los únicos efectos del cálculo de los valores aplicables en el año 2012.**

En primer lugar, tal y como se ha indicado anteriormente, a efectos de evitar posibles conflictos interpretativos entre la Orden ITC/3994/2006 y la nueva estructura de Unidades de Inversión de las plantas de regasificación, se recomienda homogenizar la denominación de las instalaciones con Valor Unitario de O&M Fijo, así como explicitar que para el resto de unidades de inversión el Valor Unitario de O&M Fijo es cero.

No obstante, en relación con el modelo de retribución de O&M, esta Comisión advirtió en su informe que *“se ha puesto de manifiesto que la evolución de los costes fijos de O&M tiene una mayor correlación con la incorporación de nuevas plantas, que con la ampliación de instalaciones en plantas existentes”*, de hecho se detectó *“que no existe una relación directamente proporcional entre el incremento de instalaciones, ya sea en capacidad o en número, y el incremento de costes de una planta debido a las economías de escala”*.

En consecuencia, esta Comisión estimaba oportuno *“considerar, en el futuro, la posibilidad de estudiar una modificación del esquema vigente encaminada a la retribución por el conjunto de costes de operación y mantenimiento incurridos por cada planta de forma individual, y con una fórmula paramétrica a semejanza con la retribución de la actividad de distribución.”*

Por todo lo anterior, no se considera oportuno dentro de los costes de O&M recoger una tipología adicional asociada a las ampliaciones de atraque, por ello se propone suprimir el apartado c) de los valores unitarios de costes de operación y mantenimiento.

En segundo lugar, se debe señalar que los valores incluidos en el Anexo de la Propuesta de Orden no coinciden ni con los valores 2008 recogidos en el Informe de esta Comisión ni con los valores 2011 resultantes de aplicar las fórmulas de actualización recogidas en la Propuesta de Orden Ministerial.

En los siguientes cuadros, se recogen los Índices de Actualización aplicables a los Valores Unitarios de O&M Fijos y Variables de acuerdo con las fórmulas indicadas en la Propuesta de Orden, así como los valores 2008 propuestos por la CNE, los valores actualizados a 2011 y los valores intermedios al aplicar los índices de actualización resultantes de aplicar la Propuesta de Orden.

Índices de Precios	2009	2010	2011
IPC Octubre año "n-1"	3,56%	-0,66%	2,33%
IPRI Octubre año "n-1"	5,87%	-4,26%	4,09%
IPRI _{base} Octubre año "n-1"	2,10%	0,18%	0,55%
ICE _{EUROSTAT}	8,39%	16,97%	-8,99%
COEFICIENTE EFICIENCIA			
X PARA V.U. O&M FIJOS	0,50%	0,50%	0,50%
Y PARA V.U. O&M FIJOS	1,00%	1,00%	1,00%
X PARA V.U. O&M VARIABLES	0,50%	0,50%	0,50%
Y PARA V.U. O&M VARIABLES	1,00%	1,00%	1,00%
ÍNDICE DE ACTUALIZACIÓN			
Valores Unitarios O&M Fijos	1,023680	0,986080	1,010740
Valores Unitarios O&M Variables	1,056530	1,110830	0,930220

Figura 5: Índices de Actualización aplicables a los Valores Unitarios de O&M del Informe de la CNE.

		Valor Unitario de Referencia de O&M Fijo en			
Coste de O&M Fijos	unidades	2008	2009	2010	2011
Planta Regasificación	€/Planta	1.198.700	1.227.085	1.210.004	1.222.999
Almacenamiento GNL	€/Tanque	1.578.901	1.616.289	1.593.790	1.610.907
	€/m3 GNL	12,97029	13,27743	13,09261	13,23322
Capacidad de Vaporización Nominal (1)	€/ (N)m3/h	4,85	4,96	4,89	4,94
Cargadero Cisterna GNL	€/Cargadero	40.981	41.951	41.367	41.811
Resto de Unidades de Inversión		0	0	0	0
		Valor Unitario de Referencia de O&M variable en			
Coste de O&M Variables por	unidades	2008	2009	2010	2011
kWh Regasificados	€/kWh	0,000135	0,000143	0,000159	0,000148
kWh cargados en Cisternas de GNL	€/kWh	0,000162	0,000171	0,000190	0,000177
kWh Trasvasados a/entre Buques de GNL	€/kWh	0,000162	0,000171	0,000190	0,000177

(1) Se aplica sólo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir se excluyen los equipos de reserva, de la instalación independientemente de si se tratan de Unidades de Inversión "Vaporizadores de Agua de Mar" o "Vaporizadores de Combustión Sumergida"

Figura 6: Valores Unitarios de O&M Fijos y Variables del Informe de la CNE actualizados a 2011.

- Propuesta de redactado alternativo del Artículo 9 de la Propuesta y del Anexos I:

En este epígrafe se recogen las propuestas de modificación que realiza esta Comisión al articulado original de la Propuesta de Orden que se derivan de las consideraciones realizadas en los puntos anteriores. Para ello, se propone dividir en dos el Artículo 9 de la Propuesta:

- El primero, relativo a la Unidades de Inversión, recogería las adaptaciones necesarias para hacer compatible la nueva estructura con los aspectos contemplados en la Orden Ministerial 3994/2006.
- El segundo recogería los aspectos relacionados con la nueva estructura de valores unitarios y sus fórmulas de actualización (primer párrafo del apartado 1, y los apartados 3, 4, 5 y 6 del Art. 9)

Además, tal y como se ha indicado a lo largo de este punto, se modifican los Anexos de la Propuesta de Orden de la siguiente manera:

- Se divide el Anexo I en dos. Por un lado, el Anexo I recoge los Valores Unitarios Base de Plantas de Regasificación a los únicos efectos del cálculo de los Valores aplicables en el año 2012; y por otro lado, el Anexo II recoge los Elementos incluidos en las Unidades de Inversión de una Planta de Regasificación.
- Se incluye un nuevo Anexo III con la Vida Útil de las Unidades de Inversión de una Planta de Regasificación
- Se incluye un nuevo Anexo IV con la nueva Tabla Resumen de Auditoría de las Naturalezas de Costes de las Unidades de Inversión, recogida en el Anexo VI de la Orden ITC/3994/2006²⁹

“Artículo 9. Unidades de Inversión en Plantas de Regasificación

1. Desde el 1 de enero de 2012, y al objeto de establecer el valor de inversión reconocido de una nueva planta de regasificación o de una ampliación de la misma de acuerdo con la Orden ITC/3994/2006, las instalaciones de regasificación sometidas al régimen retributivo indicadas en el apartado 1 Artículo 2 de la citada Orden que se pongan en servicio, quedan sustituidas por las siguientes Unidades de Inversión Estandarizadas y No Estandarizadas:

Las Unidades de Inversión Estandarizadas para las que se incluyen valores unitarios de inversión son las siguientes:

- Instalaciones de Tanque almacenamiento GNL.

²⁹ La nomenclatura utilizada en las propuestas de modificación es la siguiente: la Inclusión de texto aparece con subrayado simple, el texto eliminado aparece ~~tachado~~ y el movimiento de párrafos dentro del texto aparece con doble subrayado la nueva posición y tachado y con doble subrayado la posición inicial.

- Sistema de bombas secundarias.
- Vaporizadores de agua de mar.
- Vaporizadores de combustión sumergida.
- Sistema de medida u odorización.
- Sistema de antorcha y combustor.
- Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta.
- Relicador de boil-off.
- Compresor de boil-off para emisión directa a red.
- Cargaderos de cisternas.

Anualmente, se determinará un valor unitario de las Unidades de Inversión Estandarizadas con los que determinar el VI_i de cada Unidad de Inversión.

Las Unidades de Inversión No-Estandarizadas para las que no se incluyen valores unitarios son las siguientes:

- Instalaciones de interconexiones (tuberías) de gas natural y gas natural licuado.
- Instalaciones de obra civil terrestre.
- Instalaciones de descarga.
- Sistemas de gestión y control.
- Servicios auxiliares.
- Sistema de suministro eléctrico.
- Sistema de captación de agua.
- Las cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL

A efecto de determinación del VI_i, las Unidades de Inversión No Estandarizadas se agruparan, en cada caso, de acuerdo con las siguientes Actuaciones de Inversión:

- Nueva planta.
- Ampliación Capacidad Almacenamiento en Tanques de GNL.
- Ampliación Capacidad de Vaporización Nominal, y
- Ampliación de Capacidad de Atraque.

Anualmente, se determinará un valor unitario máximo para cada Actuación de Inversión con los que determinar el VI_i de cada una de ellas.

2. Los elementos constructivos incluidos en cada Unidad de Inversión de una planta de regasificación se recogen en el Anexo II de esta Orden.
3. La Vida útil de cada unidad de inversión Estandarizadas y Actuaciones de Inversión, expresada en años, se establece en el Anexo III de esta Orden
4. Las Unidades de Inversión Estandarizada y las Actuaciones de Inversión definidas tendrán la consideración de elemento de inmovilizado a efectos de aplicación de los artículos 3, 4, 5, 6 de la Orden ITC/3994/2006.

El valor de inversión se determinará multiplicando los valores unitarios de las Unidades de Inversión Estandarizadas fijados en esta Orden por las magnitudes (capacidades volumétricas, caudales máxicos o volumétricos, número unidades instaladas) nominales que caracterizan a las unidades de inversión:

- Cuando la magnitud se trate de volumen de GNL, la capacidad nominal se entenderá como el volumen máximo de GNL que puede almacenarse con el límite de la cifra autorizada.
- Cuando la magnitud se trate de caudal volumétrico o másico será el caudal medio resultante en un período continuado de 100 horas de funcionamiento y, en ningún caso podrá ser superior a la fijada en la autorización de la instalación. En el caso de la unidad de inversión "Antorcha/Combustor" se tomará el valor fijado en la autorización.

Todas las magnitudes nominales deberán estar recogidas en el certificado de explotación comercial y en el Acta de Puesta en marcha de la actuación que incluye a la unidad de inversión.

No obstante lo establecido en el artículo 4 la Orden ITC/3994/2006, en el caso de las Actuaciones de Inversión, el VI; para determinar su retribución será valor de inversión auditado con el máximo del valor unitario máximo definido anualmente para cada Actuación de Inversión.

5. Además de lo indicado en de la Orden ITC/3994/2006, el titular de una instalación de regasificación, junto a la documentación que acompaña a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo de una nueva planta o ampliación de la misma, deberá incluir información sobre la Inversión realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste, en cada una Unidades de Inversión Estandarizadas y No Estandarizadas.

Con el fin de que los informes de auditoría presenten una información homogénea sobre la inversión realizada, incluirán una tabla resumen de auditoría con la información más relevante de cada una de las Unidades de Inversión de acuerdo con el formato establecido en el Anexo VIII de la presente Orden.

Artículo 9.bis *Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de las plantas de regasificación.*

1. Se incluyen en el Anexo I la estructura de los valores unitarios; ~~que una vez actualizados por aplicación de las fórmulas incluidas en este artículo, serán utilizados~~ será utilizada para el cálculo del valor reconocido de la inversión de las plantas de regasificación y sus ampliaciones que se pongan en servicio a partir del 1 de enero de 2012. Asimismo, se incluyen la estructura de valores unitarios los costes de operación y mantenimiento que será aplicada, ~~una vez actualizados, serán aplicados~~ a todas las plantas que estén en operación en 2012.

Asimismo, Se incluyen en el Anexo I recoge los valores unitarios de inversión y los valores unitarios de los costes de operación y mantenimiento, fijos y variables, correspondientes al año 2011, a los únicos efectos de poder calcular los valores del año 2012 mediante la aplicación de las fórmulas de actualización incluidas en este artículo.

Las unidades de inversión para las que se incluyen valores unitarios de inversión son las siguientes:

- ~~— Instalaciones de almacenamiento.~~
- ~~— Sistema de bombas secundarias.~~
- ~~— Vaporizadores de agua de mar.~~
- ~~— Vaporizadores de combustión sumergida.~~
- ~~— Sistema de medida u odorización.~~
- ~~— Sistema de antorcha y combustor.~~
- ~~— Instalaciones de compresión de boil-off.~~
- ~~— Relicador de boil-off.~~
- ~~— Compresor de boil-off a red.~~

~~— Cargaderos de cisternas.~~

~~2. Las unidades de inversión para las que no se incluyen valores unitarios son las siguientes:~~

~~— Instalaciones de interconexiones de gas natural y gas natural licuado.~~

~~— Instalaciones de obra civil terrestre.~~

~~— Instalaciones de descarga.~~

~~— Sistemas de gestión y control.~~

~~— Servicios auxiliares.~~

~~— Sistema de suministro eléctrico.~~

~~— Sistema de captación de agua.~~

~~Estas unidades de inversión sin valores unitarios se agrupan en los siguientes grupos en función del tipo de inversión realizada.~~

~~— Nueva planta.~~

~~— Ampliación del tanque.~~

~~— Ampliación de la vaporización.~~

~~— Ampliación de atraques.~~

Se establece un valor máximo de inversión para el conjunto de unidades de inversión para las que no han incluido valores unitarios, de cada uno de estos grupos.

2. Los valores unitarios de inversión se actualizarán cada año según el siguiente Índice de Actualización (IA):

$$IA = 1 + (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - X)$$

Donde:

- $IPRI_{\text{bienes de equipo}}$ es la variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y el año n-2, del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.
- X: Coeficiente de eficiencia. Para el periodo 2011-2014 **2012-2015 (ambos incluidos)**, será igual a 0,005. **Dicho valor se podrá revisar cada 5 años**

3. Los valores unitarios de los costes fijos de operación y mantenimiento se actualizarán cada año según el siguiente índice de actualización (IA):

$$IA = 1 + 0,2 * (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - X) + 0,8 * (IPC - Y)$$

Donde:

- $IPRI_{\text{bienes de equipo}}$ es la variación anual en tanto por uno, entre octubre del año "n-1" y el año "n-2", del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.
- IPC es la variación anual en tanto por uno, entre octubre del año "n-1" y octubre del año "n-2"
- X e Y son coeficientes de eficiencia. Para el periodo 2012-2015 **(ambos incluidos)** X será igual a 0,005 e Y igual a 0,01, dichos valores se podrán revisar cada 5 años

5. Los valores unitarios de los costes variables de operación y mantenimiento se actualizarán anualmente según el siguiente índice de actualización (IA):

$$IA = 1 + 0,3 \cdot 0,2 * (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - X) + 0,7 \cdot 0,8 * (ICE - Y)$$

Donde:

- IPRI bienes de equipo es la variación anual, en tanto por uno, entre octubre del año “n-1” y el año “n-2”, del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.
 - ICE es la variación anual, en tanto por uno, del coste de la electricidad en España publicado por EUROSTAT para el consumidor industrial con consumo anual situado en la banda de 20.000 a 70.000 MWh/año entre el valor publicado para primer semestre del año en curso y el mismo semestre año anterior
 - X e Y son coeficientes de eficiencia. Para el período 2012-2015 (ambos incluidos) X será igual a 0,005 e Y igual a 0,01 **0,005**, dichos valores se podrán revisar cada 5 años.
6. ~~Se incluyen en el Anexo II los valores unitarios de inversión y de los costes de operación y mantenimiento fijos y variables correspondientes al año 2011, a los únicos efectos de calcular los valores del año 2012.~~

ANEXO I

VALORES UNITARIOS BASE **EN 2011** DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN A LOS UNICOS EFECTOS DEL CÁLCULO DE LOS VALORES APLICABLES EN EL AÑO 2012

1. Valores unitarios de inversión.

a. Valores Máximos para Actuaciones de Inversión que agrupan las Unidades de Inversión No-Estandarizadas no estandarizables.

El valor máximo a reconocer por el coste, debidamente auditado, de las Actuaciones de Inversión que agrupan la Unidades de Inversión No-Estandarizadas realizadas (Obra civil terrestre y marítima, Instalaciones de descarga, Interconexiones de gas/GNL, Cimentaciones y Obra Civil Asociada al Almacenamiento de GNL, Sistema de captación de agua, Servicios auxiliares, Suministro eléctrico y los Sistemas de gestión y control) se aplicará de acuerdo a los siguientes criterios

- El Valor Máximo por nueva Planta es aplicable una sola vez en la vida útil de la Planta Regasificación
- El Valor Máximo por Ampliación de Tanque, es aplicable a cada Tanque Adicional sobre la configuración original de Planta de Regasificación
- El Valor Máximo por Ampliación de Vaporización, es aplicable a cada Ampliación de Vaporización, incluida la de reserva, sobre la configuración original de la Planta de Regasificación

Al construir una Nueva planta: 170.000.000 **172.253.380** €.

Al construir un Nuevo tanque en planta ya construida: 190,71 **193,24** €/m³ de GNL

Al construir una Ampliación de vaporización en planta ya construida: 99,24 **100,56** €/m³(N)/h

Al construir una Ampliación de atraque en planta ya construida: según valor auditado

b. Valores Unitarios para Unidades de Inversión Estandarizadas estandarizables.

Tanque Almacenamiento de GNL: 451,21 **457,19** €/m³

Sistema de Bombas secundarias: 3.546,98 **3.594,00** €/m³/h

Vaporizadores de agua de mar: 42,24 **60,62** €/m³(N)/h

Vaporizadores de combustión sumergida: 24,16 **24,48** €/m³(N)/h

Sistema de Medida y odorización: Valor unitario ERM de transporte

Sistema Antorcha / combustor: 10,72 **10,87** €/kg/h

<u>Sistema de Compresión Boil-Off para procesado interno planta:</u>	389,83 <u>395.00</u> €/kg/h <u>m³(N)/h</u>
Relicudador Boil-Off:	1,34 <u>1,36</u> €/kg/h
Compresor <u>Sistema de Compresión</u> de Boil-Off <u>para emisión directa</u> a la red:	Valor unitario E.C. transporte
Cargaderos de cisternas <u>de GNL:</u>	1.756.109 <u>3.092.724</u> €/unidad

2. Valores unitarios de costes de operación y mantenimiento.

a. Costes de operación y mantenimiento fijos:

Tanques <u>Almacenamiento GNL:</u>	1.608.039,12 <u>1.610.907</u> €/tanque
<u>Tanque Almacenamiento GNL</u>	13,209653 <u>13,23322</u> €/m ³ <u>GNL</u>
Vaporizadores <u>Capacidad de vaporización Nominal (1)</u>	4,93 <u>4,94</u> €/(N)m ³ /h
Cargaderos <u>de cisternas de GNL</u>	41.737,29 <u>41.811</u> €/cargadero
Obra civil <u>Planta Regasificación:</u>	1.220.821,63 <u>1.222.999</u> €/planta
<u>Resto de Unidades de Inversión:</u>	<u>0 €</u>

(1) Se aplica sólo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir se excluyen los equipos de reserva, de la instalación independientemente de si se tratan de Unidades de Inversión de "Vaporizadores de Agua de Mar" o "Vaporizadores de Combustión Sumergida"

b. Costes de operación y mantenimiento variables.

Regasificación <u>kWh Regasificados:</u>	0,000132 <u>0,000148</u> €/kWh
Carga de <u>kWh cargados en</u> cisternas <u>de GNL:</u>	0,000159 <u>0,000177</u> €/kWh
Transvase de GNL <u>kWh transvasados a /entre</u> buques <u>de GNL:</u>	0,000159 <u>0,000177</u> €/kWh

c. ~~Costes de operación y mantenimiento de ampliaciones de atraque: según valor auditado.~~

ANEXO II

ELEMENTOS INCLUIDOS EN LAS UNIDADES DE INVERSIÓN DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN CADA UNO DE LOS EPÍGRAFES ANTERIORES.

Los elementos constructivos de una Planta de Regasificación que conforman cada una de las unidades de inversión, estandarizadas o no, se recogen a continuación. En todos ellos se considera que están incluidos aquellos elementos que permiten, según el caso, el seccionamiento y/o derivación de efluentes circulantes por las mismas, los elementos y sistemas (pasivos y/o activos), de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad de gas así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias o de terceros durante toda la vida útil retributiva del activo.

A –Unidades de inversión no estandarizadas.

1 Obra civil terrestre:

- La adquisición / concesión de terrenos.
- Los accesos.
- Las infraestructuras terrestres.
- El edificio principal / edificios auxiliares e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento, seguridad, y buen estado de los equipos e instalaciones de la planta de regasificación.

2. Muelles e Instalaciones de descarga:

- Los brazos de descarga.
- Los brazos de retorno de vapores al barco.
- Las torres monitoras.
- El recipiente drenaje brazos.
- El soplante retorno vapores.
- La escalera acceso barcos (hidráulico).
- Las balsas derrame de GNL.
- Las pasarelas de conexión a plataforma.
- El cromatógrafo.
- El sistema de atraque.
- Los ganchos de escape.
- El equipamiento del muelle.
- El puente jetty.
- La monitorización de tensión de amarras
- Las defensas
- La infraestructura marítima asociada

3. Interconexiones de gas:

- Las interconexiones de GNL.
- Las interconexiones de GN.

4. Las cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL

5. Sistema de captación de agua:

- Las bombas de agua de mar.
- Los sistemas de filtrado y cloración.
- La obra civil (cajón + piscina).
- El emisario (obra civil + líneas de toma / devolución de agua de mar).

6. Sistemas de gestión y control:

Se consideran instalaciones del sistema de gestión y control de una planta de regasificación los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la planta de regasificación durante toda la vida útil retributiva de sus activos, entre los que destacan:

- La instrumentación general de la Planta.
- El sistema de control distribuido (SCD).
- El sistema de seguridad de procesos (SSD).
- El sistema de seguridad activa (SSA).
- El sistema de seguridad Patrimonial.

7. Servicios auxiliares:

- El sistema de **Detección y Control de Incendios (DCI)**.
- El sistema de aire comprimido.
- El sistema de agua.
- El sistema de nitrógeno.

8. Suministro eléctrico:

- El sistema de alimentación ininterrumpible.
- El sistema de gestión eléctrica.
- El sistema de generación autónomo.
- Acometidas eléctricas externas.
- Los transformadores.
- Las instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.).

B –Unidades de Inversión Estandarizadas.

41. Antorcha / combustor:

- La antorcha / combustor.
- La obra civil asociada.

52. Tanque Almacenamiento de GNL:

- Los tanques.
- Las balsas de derrame de GNL.
- Las bombas primarias.
- ~~Las cimentaciones y obra civil asociada.~~

63. Sistema de bombas secundarias:

- Las bombas secundaria GNL.
- Las balsas de derrame de GNL.
- La obra civil asociada.

74. Vaporizadores de agua de mar:

- Los vaporizadores de agua de mar.
- El sistema de calentamiento de gas natural.
- La obra civil asociada.
- Las balsas de derrame de GNL.
- El sistema de alimentación/retorno agua de mar (bombeo + tuberías).

85. Vaporizadores de combustión sumergida:

- Los vaporizadores de combustión sumergida.
- Las balsas de derrame de GNL.
- La obra civil asociada al vaporizador.

9. ~~Sistema de captación de agua:~~

- ~~Las bombas de agua de mar.~~

- ~~Los sistemas de filtrado y cloración.~~
- ~~La obra civil (cajón + piscina).~~
- ~~El emisario (obra civil + líneas de toma / devolución de agua de mar).~~
- 106. Sistema de compresión de boil-off para emisión directa a red:
Se consideran instalaciones del sistema de compresión de boil-off para emisión directa a red de una planta de regasificación a los compresores destinados a aumentar la presión del gas de boil-off para su emisión directa a red de transporte sin necesidad de utilizar la unidad de relicuación. Este proceso ayuda a minimizar las pérdidas de gas por la antorcha y puede complementar la labor de los relicuadores.
- 117. Sistema de Compresión de Boil-Off para procesado interno en la planta:
 - El compresor boil-off.
 - El KO Drum compresor.
 - El atemperador de GNL.
 - El depósito acumulador drenajes.
 - La obra civil asociada.
- 128. Relicador de boil-off:
 - El relicador.
 - Las balsas de derrame de GNL.
 - La obra civil asociada.
- 139. Sistema de Medida y odorización:
 - La estación de medida principal.
 - La estación de medida reserva.
 - El cromatógrafo.
 - Los sistemas de odorización.
 - La obra civil asociada.
- 1410. Cargaderos de cisternas de GNL:
 - Las básculas.
 - Las bombas GNL.
 - Las balsas de derrame de GNL.
 - El equipo del cargadero.
 - La obra civil del puesto de carga (urbanización + parking).
- 15. ~~Sistemas de gestión y control:~~
~~Se consideran instalaciones del sistema de gestión y control de una planta de regasificación los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la planta de regasificación durante toda la vida útil retributiva de sus activos, entre los que destacan:~~
 - ~~La instrumentación general de la Planta.~~
 - ~~El sistema de control distribuido (SCD).~~

- El sistema de seguridad de procesos (SSD).
 - El sistema de seguridad activa (SSA).
 - El sistema de seguridad Patrimonial.
16. Servicios auxiliares:
- El sistema de DCI.
 - El sistema de aire comprimido.
 - El sistema de agua.
 - El sistema de nitrógeno.
17. Suministro eléctrico:
- El sistema de alimentación ininterrumpible.
 - El sistema de gestión eléctrica.
 - El sistema de generación autónomo.
 - Acometidas eléctricas externas.
 - Los transformadores.
 - Las instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.).

En todos ellos se considera que están incluidos aquellos elementos que permiten, según el caso, el seccionamiento y/o derivación de efluentes circulantes por las mismas, los elementos y sistemas (pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad de gas así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias o de terceros durante toda la vida útil retributiva del activo.

ANEXO III

VIDA ÚTIL DE LAS UNIDADES DE INVERSIÓN DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN

Unidad Constructiva de Inversión Estandarizadas	Vida Útil (años)	Unidades Constructivas de Inversión No-Estandarizadas al Construir	Vida Útil (años)
Sistema Antorcha / Combustor	20	Nueva Planta	50
Tanque Almacenamiento GNL	20	Ampliación de Tanque	50
Sistema de Bombas Secundarias	20	Ampliación de Vaporización	50
Vaporización de Agua de Mar	10	Ampliaciones Muelles de Atraque	50
Vaporización de Combustión Sumergida	10		
Sistema de Compresión de Boil - Off para emisión directa a red	Vida Útil Estaciones Compresión de Transporte		
Sistema de Compresión de Boil - Off para procesado interno planta	20		
Relicador Boil-Off	20		
Cargadero de Cisternas de GNL	20		
Sistema de Medida y Odorización de la Emisión a la Red de Transporte	Vida Útil ERM/EM de Transporte		

ANEXO IV

TABLA RESUMEN DE AUDITORÍA DE LAS NATURALEZAS DE COSTES DE LAS UNIDADES DE INVERSIÓN

El presente anexo está conformado por 4 fichas: Descripción técnica, Datos económicos, Desglose de coste por actividades e Información complementaria.

Se cumplimentarán las fichas de información técnica y económica contenidas en el presente anexo tanto para el caso de construcción de nuevas plantas de regasificación como para los casos de construcción de ampliaciones adicionales.

En los casos de ampliación, se considera que ésta incluye los equipos, materiales, puesta en marcha y sistemas generales., etc., asociados al mismo, necesarios para su correcto funcionamiento de modo integrado en la planta.”

FICHA 1. Descripción técnica: Magnitudes técnica de la instalación/unidad de inversión.

Titula de la Instalación			
Identificación planta:			
Identificación Actuación:			
Fecha inicio proyecto:			
Fecha P.E.M:			

Unidad de Inversión	Descripción física		Dato
Interconexiones de gas	Longitud total de la red de tuberías GNL (m)		
	Diámetro medio red de tuberías GNL (pulgadas)		
	Longitud total de la red de tuberías GN (m)		
	Diámetro medio red de tuberías GN (pulgadas)		
Obra civil Terrestre	Superficie total de terrenos de planta (m2)		
	Superficie total urbanizada (m2)		
	Superficie útil edificada (m2)		
Instalaciones de descarga	Muelle de descarga 1	Nº brazos descarga	
		Capacidad unitaria descarga del brazo (m3/h)	
		Tipología de brazo de descarga	
		Tamaño máximo del barco (m3 GNL)	
	Muelle de descarga 2	Nº brazos descarga	
		Capacidad unitaria descarga del brazo (m3/h)	
		Tipología de brazo de descarga	
		Tamaño máximo del barco (m3 GNL)	
Almacenamiento de GNL	Tanque 1	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
	Tanque 2	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
	Tanque n	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
Sistema de Bombas 2ª	Bomba 1	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
	Bomba 2	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
	Bomba n	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
Vaporizadores de agua de mar	Vaporizador 1	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador 2	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador n	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
Vaporizadores de combustión sumergida	Vaporizador 1	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador 2	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador n	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
Sistema de captación de agua	Capacidad de captación (m3/h)		
Medida y odorización	Capacidad de medida (m3/h)		
Antorcha / Combustor	Capacidad (kg/h)		
Compresión de Boil-Off	Compresor 1	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
	Compresor 2	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
	Compresor n	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
Relicuoador de Boil-off	Relicuoador 1	Capacidad de relicuación (kg/h)	
	Relicuoador 2	Capacidad de relicuación (kg/h)	
	Relicuoador n	Capacidad de relicuación (kg/h)	
Sistema de compresor de Boil-Off para emisión a red	Compresor	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
Cargaderos de Cisternas	Número de cargaderos de cisternas		

FICHA 2. Datos económicos: Información de carácter económica sobre la inversión incurrida en la construcción de las unidades de inversión.

Nota: Para las unidades de inversión de las ampliaciones, se diferenciará entre la inversión directa en la nueva unidad de inversión y la inversión indirectas necesarias, que como consecuencia de la primera, afecten a unidades de inversión ya construidas.

Titular de la Instalación	
Identificación planta:	
Identificación Actuación:	
Fecha inicio proyecto:	
Fecha P.E.M:	

DESGLOSE DE ELEMENTOS PLANTA		DATOS ECONÓMICOS (€)		
Unidad de Inversión	Alcance	Coste directo	Costes indirectos de afecciones	Total
Interconexiones de gas	Interconexiones criogénicas de GNL			0
	Interconexiones de GN			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Obra civil Terrestre	Adquisición / concesión de terrenos			0
	Infraestructura terrestre			0
	Edificio Principal, edificios auxiliares, vallado			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Instalaciones de descarga	Brazos de descarga			0
	Brazo de retorno de vapores al barco			0
	Torres Monitoras			0
	Escalera acceso barcos (hidráulico)			0
	Soplante retorno vapores			0
	Defensas			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Ganchos escape			0
	Cromatógrafo			0
	Recipientes drenaje brazos			0
	Puente Jetty			0
	Pasarelas de conexión a plataforma			0
	Sistema de atraque			0
	Equipamiento del muelle			0
	Monitorización tensión de amarras			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
	Infraestructura Marítima Asociada			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Cimentaciones y Obra Civil Asociada a Tanques Almacenamiento de GNL	Cimentaciones y Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Sistemas de gestión y control	Instrumentación			0
	Sistema de Control Distribuido (SCD)			0
	Sistema de seguridad de procesos (SSD)			0
	Sistema de seguridad activa (SSA)			0
	Sistema de seguridad Patrimonial			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Servicios Auxiliares	Sistema de DCI			0
	Aire comprimido			0
	Agua			0
	Nitrógeno			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Suministro eléctrico	Acometida eléctrica externa			0
	Transformadores			0
	Instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.)			0
	Sistemas de gestión eléctrica			0
	Sistemas de alimentación ininterrumpible			0
	Sistema de generación autónomo			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Sistema de captación de agua	Bombas de agua de mar			0
	Sistema de filtrado y cloración			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
	Obra Civil infraestructura (cajón+piscina)			0
	Emisario (Obra civil+Líneas de toma/devolución agua de mar)			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Total Unidades de Inversión No-Estandarizadas		0	0	0

FICHA 2. Datos económicos (continuación)

DESGLOSE DE ELEMENTOS PLANTA		DATOS ECONÓMICOS (€)		
Unidad de Inversión	Alcance	Coste directo	Costes indirectos de afecciones (ampliaciones)	Total
Almacenamiento de GNL	Tanques			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Bombas primarias			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Sistema de Bombas 2ª	Bomba secundaria GNL			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Vaporizadores de agua de mar	Vaporizador de agua de mar			0
	Sistema de calentamiento de gas natural			0
	Obra civil asociada al vaporizador			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Sistema de alimentación/retorno agua de mar (bombeo+tuberías)			0
	Instalaciones subterráneas			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Vaporizadores de combustión sumergida	Vaporizador de combustión sumergida			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra civil asociada al vaporizador			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Medida y odorización	Estación de medida principal			0
	Estación de medida reserva			0
	Cromatógrafo			0
	Sistemas de odorización			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Antorcha / Combustor	Antorcha/Combustor			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Compresión de Boil-Off	Compresor Boil-off			0
	KO Drum compresor			0
	Atemperador de GNL			0
	Depósito acumulador drenajes			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Relicador de Boil-off	Relicador			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Sistema de compresor de Boil-Off para emisión a red	Compresores			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Cargaderos de Cisternas	Báscula			0
	Bomba GNL			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Equipo del cargadero			0
	Obra civil Puesto de carga (urbanización+parking)			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Total Unidades de Inversión Estandarizadas		0	0	0

FICHA 3. Desglose de costes por actividades. Desglosese el coste total asociado a cada unidad de inversión, en cada una las principales actividades de ejecución de un proyecto.

Titula de la Instalación	
Identificación planta:	
Identificación Actuación:	
Fecha inicio proyecto:	
Fecha P.E.M:	

Unidad de Inversión	ACTIVIDADES (En €)							Total
	Permisos y Licencias	Ingeniería y Supervisión	Obra Civil y Montaje	Materiales y Equipo	TREI	Intercalarios	Otras Actuaciones	
Interconexiones de gas								0
Obra civil terrestre								0
Instalaciones de descarga								0
Cimentaciones y Obra Civil Asociada a Almacenamiento de GNL								0
Sistemas de control y gestión								0
Servicios auxiliares								0
Suministro eléctrico								0
Sistema de captación de agua de mar								0
Total Unidades de Inversión No-Estandarizadas	0	0	0	0	0	0	0	0
Almacenamiento de GNL								0
Sistemas de bombas 2ª								0
Vaporizadores de agua de mar								0
Vaporizadores de combustión sumergida								0
Medida y Odorización								0
Antorcha / Combustor								0
Compresión de Boil Off								0
Relicador de Boil Off								0
Sistema de compresor de Boil Off para emisión a red								0
Cargaderos de cisternas								0
Total Unidades de Inversión Estandarizadas	0	0	0	0	0	0	0	0

NOTA: El importe total por coste de inversión deberá corresponder con el importe indicado en la Ficha 2.

FICHA 4. Información Complementaria: En su caso, indicar:

Criterio de reparto de costes entre las distintas unidades de inversión.

Descripción cualitativa de las afecciones a unidades de inversión construidas en las ampliaciones.

Otra Información

4.9 Sobre el peaje aplicable a las redes de distribución alimentadas por plantas satélites (Artículo 10 y Disposición Adicional Tercera)

Contenido de la Propuesta

En la Propuesta de OM se establece una fórmula de cálculo anual del descuento a aplicar en los peajes a las redes de distribución alimentadas por plantas satélites así como los descuentos aplicables a cada escalón de consumo de peajes para el año 2011.

La fórmula propuesta se basa en el establecimiento de un descuento global (Dm) en el peaje de transporte y distribución equivalente al coste medio de la red de transporte no utilizada y se actualiza anualmente. El término “peaje medio” incluye el coste medio de los términos de reserva de capacidad y de conducción. Para su cálculo, se utilizarán unos factores de carga y consumos anuales medios que según indican en la Memoria proceden de las tablas de previsiones de demanda para el año 2011.

De este cálculo resulta un descuento para el año 2011 del 33,21%, superior por tanto al 20% de descuento del peaje anulado por las Sentencias del Tribunal Supremo (relativas a las Órdenes de Peajes de 2008 y 2009).

Consideraciones de la CNE

De acuerdo con el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por el punto treinta y tres del artículo único de la Ley 12/2007, de 2 de julio, sobre criterios para la determinación de peajes y cánones, se establece en el apartado quinto que, en el caso de los suministros realizados desde una red de distribución alimentada desde una planta satélite de GNL, se tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de dichos suministros.

Teniendo en cuenta lo anterior, a partir de 2008 las sucesivas órdenes por las que se establecen los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas han establecido un coeficiente reductor del 0,8 aplicable al término de conducción del peaje de transporte y distribución para los usuarios suministrados mediante planta satélite.

Las sentencias del Tribunal supremo de 21 de marzo, 28 de marzo y de 6 de mayo de 2011 declaran nulo el factor de 0,8 a aplicar al término de conducción de los consumidores suministrados mediante planta satélite establecido en las órdenes ITC/3863/2007, ITC/3802/2008 e ITC/3520/2009, debiendo ser sustituido por otro factor ajustado a lo dispuesto en el artículo 92.5 de la Ley 34/1998.

Con la intención de dar cumplimiento a las Sentencias del Tribunal Supremo, la propuesta de Orden establece en el artículo 10 y la disposición adicional tercera el coeficiente aplicable al término de conducción de los consumidores suministrados mediante planta satélite.

Al respecto, se formulan las siguientes observaciones:

1º La sentencia del Tribunal Supremo STS 1541/2011, indica en sus fundamentos de derecho lo siguiente:

“A) En primer lugar, el coeficiente se establece sin un análisis riguroso de los costes cuya reducción a los clientes suministrados desde plantas satélite era preceptiva en virtud del artículo 92.5, reformado, de la Ley del Sector de Hidrocarburos. La falta de una metodología adecuada propicia que, como de hecho ha sucedido, estos consumidores puedan ser perjudicados si aquel porcentaje no refleja adecuadamente el menor uso por ellos de la red gasista (transporte-distribución) que el peaje retribuye[...]

B) En segundo lugar, el establecimiento del coeficiente reductor, único e indiscriminado, del veinte por ciento no aprecia debidamente que en determinados suministros de gas -los realizados a presión inferior a 4 bar directamente desde las plantas satélites, sin utilización previa ni posterior de canalizaciones de presión superior- no sólo se prescinde de utilizar las redes de transportes primarias y secundarias hasta los gasoductos de distribución, sino también los gasoductos de distribución a presión entre 4 y 16 bar. Quiérese decir, pues, que al menos en estos casos, además de la no utilización de la red de transporte (que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio afirma haber ponderado), también ha de ser tomada en consideración, para cumplir el mandato legal, la falta de uso de buena parte de la red canalizada de distribución, lo que no hace el artículo 14 de la Orden impugnada.

La demanda, pues, ha de ser estimada. Si el mandato legal determina que los costes que deben pagar los consumidores suministrados desde plantas satélites son los generados (“incurridos”) por el uso que ellos mismos hagan de la red gasista, en los supuestos de suministros con canalizaciones de presión inferior a 4 bar no pueden incluirse los costes globales referidos a toda la red de distribución en su conjunto, antes al contrario han de excluirse los correspondientes a la parte de la red de distribución que, precisamente por el dato técnico ya apuntado (la presión superior a 4 bar), en ningún caso utilizan”

En consecuencia, se considera que la metodología de cálculo del coeficiente reductor a aplicar al término de conducción del peaje de transporte y distribución no es adecuada, en la medida en que no garantiza que los consumidores conectados a plantas satélites únicamente estén pagando por el coste de la red de distribución de 4 bar.

2º Adicionalmente, se indica que el método utilizado no es adecuado, en la medida en que no se tiene en cuenta que los consumidores, independientemente de si son o no suministrados mediante planta satélite, no pagan el término de reserva de capacidad.

3º Como resultado de aplicar los peajes de transporte y distribución establecidos en la Orden ITC/3354/2010 a las variables de facturación previstas por el MITC de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden, se obtiene que a través del término de reserva de capacidad se prevé ingresar 179,8 M€ (que representa aproximadamente el 25% de la retribución del transporte) y a través del término de

conducción 2.344,3 M€. La retribución del transporte y la distribución previstas para 2011, asciende a 2.217,9 M€. En consecuencia, se puede concluir a través del término de conducción se retribuye, además de la parte de la actividad del transporte no recuperada a través del término de reserva de capacidad y la totalidad de la actividad de distribución, una parte de la retribución del resto de actividades.

- 4º La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE establece, en relación con las tarifas, en su artículo 41 que la autoridad regulatoria tendrá, entre otras, la obligación de establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución, o sus metodologías, velando porque no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro.

En consecuencia, se considera que el término de conducción que debe ser aplicado a los consumidores suministrados mediante planta satélites debe formar parte de una metodología global para el establecimiento de peajes y cánones de acceso, que de acuerdo con la Directiva 2009/73/CE debería ser elaborada por la CNE.

Al respecto se indica que, el Plan Estratégico para 2011 de la CNE contempla, entre otros, el desarrollo de una metodología de asignación de costes a los peajes y cánones de acceso a terceros a las instalaciones gasistas que garantice la recuperación de los costes y la repercusión a los consumidores de los costes que su suministro hace incurrir al sistema.

Teniendo en cuentas las observaciones anteriores se propone eliminar el artículo 10 de la propuesta de Orden.

No obstante, se considera más adecuada la transposición del artículo 41 de la Directiva 2009/73/CE en el rango de ley adecuado, de forma que la CNE sea la responsable de establecer la metodología de peajes y cánones del sector gasista, que la inclusión de un mandato del Ministerio.

4.10 Sobre la obligación de existencias de seguridad (Artículo 11 y Disposición Transitoria Segunda)

Contenido de la Propuesta

En este artículo se eleva la obligación de mantenimiento de existencias de seguridad establecidas en el artículo 17 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, de los 20 días actuales hasta los 35 días de manera progresiva hasta el 31 de diciembre de 2014.

En particular, en relación con las obligaciones de mantenimiento de existencias, se establecen los siguientes cambios:

- Las existencias estratégicas de seguridad (a mantener en todo momento del año) se incrementan de 10 a 15 días de las ventas firmes en el año anterior.
- Las existencias operativas del apartado 2.a) se incrementan de 2 a 5 días (la obligación se computa promedio anual).
- Las existencias operativas del apartado 2.b se incrementan de 8 a 15 días (la obligación se computa como promedio del mes de octubre)

Además, en relación con la ubicación de las existencias mínimas se establecen los siguientes requisitos:

- Las existencias de seguridad de carácter estratégico seguridad solo podrán almacenar en almacenamientos subterráneos pertenecientes a la red básica, así como en instalaciones propias de los agentes.
- Las existencias operativas a las que se refiere el apartado 2.a) se podrán mantener en plantas de regasificación, en almacenamientos subterráneos o en plantas satélite.
- Las existencias operativas a las que se refiere el apartado 2.b) se podrán mantener únicamente en almacenamientos de la red básica.

En función de lo establecido en la Disposición Transitoria Segunda el aumento del volumen asignado se hará de manera progresiva y se comenzará a aplicar a partir del 31 de octubre del año 2012.

En la Memoria se indica que se modifica el volumen asignado a cada categoría de reservas de acuerdo con la evolución de la demanda en relación con la capacidad de

almacenamiento disponible estableciéndose un calendario de aplicación que se incluye a continuación:

(nº de días)	Desde 2011 hasta noviembre 2012	Desde noviembre 2012 a 2013	Año 2013	Año 2014
Existencias de carácter estratégicas (a)	10	11	13	15
Existencias de carácter Operativo (b)	10	15	17	20
Apartado 2.a (todo el año)	2	3	4	5
Apartado 2.b (mes de octubre)	8	12	13	15
Obligación total(a+b)	20	26	30	35
Año	2011	2012	2013	2014
Volumen útil total en AASS (Gwh)	28.069	37.301	44.003	58.820

Figura 7: Calendario de ampliación de la obligación de existencias propuesto por la ITC objeto de este informe.

En la Memoria que acompaña la Propuesta se justifica el aumento del nivel existencias en las siguientes causas:

- Los recientes acontecimientos en el norte de África como los diversos cortes de suministro ruso recomiendan reforzar la seguridad de suministro mediante el incremento del nivel de existencias mínimas de seguridad.
- El desarrollo de nuevas infraestructuras de almacenamiento subterráneo junto con las plantas de regasificación operativas o en desarrollo.
- El tiempo necesario para contratar suministros alternativos en el mercado en caso de fallo de proveedores significativos.

Alegaciones recibidas sobre esta propuesta

La mayoría de las alegaciones recibidas (ASCER, SHELL, IBERDROLA, ENDESA, GDF-SUEZ, BBE) consideran injustificado el incremento de la obligación del mantenimiento de existencias de seguridad de 20 a 35 lo supone un coste adicional del 75% que no se justifica por razones de seguridad pues la historia del sistema gasista ha demostrado que es más que suficiente con los almacenamiento existentes, las seis plantas de regasificación utilizadas a menos del 50% de su capacidad, que reciben gas de todos los orígenes del mundo y tres gasoductos internacionales que pasarán a tener una capacidad de 7 bcma en los próximos años. A este respecto, se considera que dado el grado de

desarrollo actual de las infraestructuras gasistas en España, el elevado nivel de cobertura existente para el conjunto del sistema, así como la existencia de un mercado spot muy desarrollado no se justifica el aumento de las existencias, cuyo coste para el sistema es además muy elevado.

A favor del incremento de la obligación de mantenimiento de existencias se ha pronunciado CORES.

Los distribuidores de gas y Gas Natural Fenosa critican el desigual tratamiento a las existencias en los almacenamientos básicos y no básicos, cuando proporcionan la misma seguridad de suministro. Consideran que el tratamiento es discriminatorio en relación con lo establecido en el artículo 18 del RD 1716/2004 en que se contempla la posibilidad de mantener estas existencias mínimas de seguridad en los almacenamientos de otros países miembros de la Unión Europea, muchos de ellos exentos de acceso de terceros.

Además, varias alegaciones (Gas Natural Fenosa, EDP-HC-Naturgas) consideran que de incrementarse las obligaciones de mantenimiento de existencias, también debe modificarse la metodología de cálculo de la TUR, subiendo las tarifas de último recurso para incluir el incremento de costes del peaje de almacenamiento. Naturgas propone que se retribuyan al igual que se hace con el gas talón de los transportistas, ya que el comercializador no puede disponer de las mismas.

Consideraciones de la CNE

- **Consideraciones normativas**

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas se recoge en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de Octubre, del sector de Hidrocarburos que fue modificado por la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Además, la Disposición Transitoria Decimonovena de la Ley 12/2007, de 2 de julio, establece que hasta el 1 de enero de 2012, las existencias mínimas de seguridad a que se refiere el artículo 98 de la presente Ley, podrán incluir reservas de carácter operativo. A continuación se reproduce dicha Disposición:

“Disposición transitoria decimonovena. Existencias mínimas de seguridad de gas Natural.

Hasta el 1 de enero de 2012, las existencias mínimas de seguridad a que se refiere el artículo 98 de la presente Ley, podrán incluir reservas de carácter operativo. Reglamentariamente, se establecerá la parte de las existencias mínimas de seguridad que podrá tener carácter operativo y la forma en que éstas podrán computarse.”

Estas obligaciones se desarrollaron mediante el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos y fueron modificados por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre.

En la redacción actual del artículo 17³⁰ Real Decreto 1716/2004 se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a modificar:

- la cuantía y localización de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico.
- la cuantía y el modo de cómputo de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter operativo.

La habilitación del Real Decreto 1716/2004 al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar la cuantía de las existencias de seguridad, no puede ir más allá de lo regulado en la Disposición Transitoria Novena de la Ley 12/2007, que impide extender la obligación de mantenimiento de existencias de carácter operativo a partir del 1 de enero de 2012.

Adicionalmente, la Orden Ministerial no puede modificar directamente los epígrafes del articulado del Real Decreto 1716/2004, como hace el artículo 11 de la propuesta, aunque sí puede aprobar (con rango de Orden Ministerial) una diferente cuantía y localización de las mismas.

En todo caso, la trascendencia del cambio propuesto hace conveniente su regulación se realice a nivel de Real Decreto.

³⁰ Redacción modificada por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

Adicionalmente, cabe señalar que en caso de modificar el nivel de existencias mínimas, se hace necesaria la modificación de la fórmula que imputa los peajes de AASS en la TUR, incluyendo los costes del mantenimiento de estas existencias, así como la adaptación de los mecanismos de asignación de capacidad de los almacenamientos.

- **Consideraciones sobre la falta de justificación del aumento de la obligación de mantenimiento de existencias de seguridad.**

El incremento de las obligaciones de mantenimiento de existencias (que al pasar de 20 a 35 días aumentan un 75%) supone un incremento importante de costes para los usuarios del sistema español. Estas obligaciones de mantenimiento de existencias, que no tienen equivalente en otros países europeos, no se justifican por razones de seguridad de suministro del sistema gasista español, que es uno de los mejor preparados de Europa para hacer frente a eventuales problemas en la cadena de suministros de gas, por la diversidad de países proveedores (más de 12), la reducida dependencia de nuestro proveedor principal (Argelia, con una cuota del 30%), por la capacidad excedentaria de las seis plantas de regasificación españolas, y el aumento de las interconexiones con Argelia (Medgaz) y Francia.

En efecto, los acontecimientos en Rusia y en el norte de África, citados como justificación en la memoria, han tenido un impacto nulo sobre la seguridad de suministro en el sistema español, y en los últimos 10 años, no ha habido ningún acontecimiento internacional que haya requerido la autorización por el Gobierno del empleo de las existencias estratégicas de gas.

En relación con los motivos indicados en la Memoria, el aumento de existencias de seguridad solo parece justificarse por la necesidad de retribuir económicamente la inversión realizada por los promotores de las nuevas infraestructuras de almacenamientos de la red básica que entrarán en vigor en los próximos años.

- **Propuesta de regulación de la CNE de las obligaciones de almacenamiento**

Los almacenamientos subterráneos cumplen, dentro del sistema gasista, una triple función:

- a) **Existencias estratégicas.** Proporcionan seguridad de suministro frente a contingencias importantes que afecten al aprovisionamiento de gas, que pueden producirse por incidencias en la cadena internacional de producción de gas o en las infraestructuras de entrada del propio sistema gasista.
- b) **Modulación estacional de la demanda de gas.** Permiten a los comercializadores atenuar las diferencias estacionales de consumo de gas, muy superior en los meses de invierno frente a los meses de verano.
- c) **Balance diario de gas en el sistema.** Los almacenamientos subterráneos contribuyen a facilitar a los agentes la casación del balance diario de gas en el sistema. No obstante, las existencias de GNL en los tanques de las plantas de regasificación son más adecuadas para cumplir con esta función.

En particular en lo que respecta a las existencias operativas, la disponibilidad de los almacenamientos subterráneos para facilitar la modulación estacional de la demanda y el balance diario de gas en el sistema debe considerarse como una herramienta a disposición de los comercializadores, destinada a facilitar el desarrollo de su actividad.

El incremento de capacidad de almacenamiento derivado de la puesta en marcha de nuevos almacenamientos del sistema gasista debería ofrecerse para su utilización operativa en la modulación estacional o diaria del consumo, para su contratación de manera voluntaria por los comercializadores que estén interesados.

De esta manera, cada año sería el propio mercado (cada comercializador) el que decida cuál es la mejor combinación de estrategias para atender la estacionalidad de la demanda de gas de sus clientes, entre las posibles alternativas a su disposición:

- **Almacenar gas en el periodo estival para consumir dicho gas en el invierno.** Esta estrategia resulta adecuada siempre que las expectativas de diferencia de precios de gas entre verano e invierno supere el coste del almacenamiento del gas. Por este motivo, la utilización de la misma puede ser muy variable de un año a otro.
- **Realizar contratos de aprovisionamiento** a largo plazo que incorporen **mayor flexibilidad estacional** en las entregas de gas. Generalmente, los productores de gas incorporan un mayor precio en el contrato si se aumenta la flexibilidad en la retirada de gas.

- **Acudir al mercado de gas spot**, en los periodos de mayor demanda en particular al mercado spot internacional de GNL, y cuando se amplíen las conexiones con Europa, a los mercados spot europeos. Existen una gran liquidez en el mercado internacional de GNL, que permite a un comercializador optar por el aprovisionamiento en el mercado spot

En el resto de la Unión Europea, el modelo de contratación de los almacenamientos está basado en el libre mercado, y no en la obligación de mantenimiento de existencias mínimas.

En consecuencia, la CNE **propone incrementar el nivel de las existencias estratégicas de seguridad a 20 días a mantener todo el año en cualquier almacenamiento subterráneo (en lugar de los 10 días estratégicos y 10 operativos que hay en la actualidad), y ofrecer la capacidad remanente de los nuevos almacenamientos para su contratación de manera voluntaria por los comercializadores en condiciones de libre mercado (subasta).**

4.11 Sobre la Asignación de la Capacidad de Almacenamiento (Artículo 12)

Contenido de la Propuesta

Se modifican los apartados 1 y 2 del artículo 4 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, cuya redacción actual es la establecida por la Disposición Adicional Novena de la Orden ITC/3802/2008³¹.

En esta disposición se realizan los siguientes cambios con respecto a la asignación de la capacidad de almacenamientos subterráneo:

- Se reserva una capacidad de almacenamiento para cada usuario proporcional a sus obligaciones de mantenimiento de sus existencias de seguridad estratégicas y operativas (en la redacción anterior se especificaba el número concreto de días de almacenamiento).

³¹ DA Novena 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.

- Se incluye en el texto que la asignación de capacidad será realizada por el Gestor Técnico del sistema, con carácter anual, de forma proporcional a las ventas realizados por el sujeto obligado en el año anterior.

No se modifican los demás apartados del artículo 4 de la Orden ITC/3862/2007.

Consideraciones de la CNE

El cambio de redacción propuesto en este artículo se considera adecuado desde el punto de vista de la técnica regulatoria, puesto que no es necesario volver a especificar en este artículo el número concreto de días que corresponden a las necesidades de almacenamiento que ya se ha definido anteriormente.

Además, se corrige el error en el redactado anterior en relación con la reserva de capacidad de almacenamiento para el mantenimiento de las existencias operativas, que debe ser proporcional a las ventas firmes, y no a las ventas totales. No obstante, se ha dejado sin corregir la segunda frase del apartado segundo:

“La asignación de la citada capacidad será realizada por el gestor técnico del sistema, con carácter anual, de forma proporcional a las ventas o consumos ~~totales~~ firmes realizados por el sujeto obligado en el año anterior.”

En la Propuesta de OM objeto de este informe no se modifican los apartados 3 y 4 del Artículo 4 de la Orden ITC/3862/2007 por lo que permanecería vigente la asignación de 30 días de ventas totales a los comercializadores que suministren a consumidores con derecho a suministro de último recurso y con derecho a acogerse a tarifa de último recurso.

Tampoco se modifica el artículo 8 de la ITC/3862/2007 que indica que la capacidad no asignada anualmente conforme a los criterios anteriores se adjudicará mediante un sistema de subastas competitiva organizada por el GTS y supervisado por la CNE.

En resumen, tras las modificaciones la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo en el año 2014 sería la siguiente:

Nº de días equivalentes que se asignan (en 2014)	Carácter de reservas	Criterio de reparto propuesto por la ITC objeto de este informe
15	Estratégicas	Ventas firmes en el año anterior
20	Operativas	Ventas firmes en el año anterior (antes se asignaba según las ventas totales)
30	Modulación	Ventas totales a consumidores con derecho a acogerse a tarifa de último recurso.
Resto	Comercial	Subasta competitiva

Figura 8: Obligaciones de mantenimiento de existencias propuestas en la ITC objeto de este informe. Año 2014.

A modo de resumen, en la siguiente tabla se recoge la propuesta de la CNE de regulación de las obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas.

Tipo de existencias de gas	Art 11: Propuesta de modificación Obligaciones de almacenamiento de existencias(Año 2014)			Art 12: Propuesta de asignación capacidad de AASS
	Obligaciones de almacenamiento de existencias	Ubicación	Condiciones	
Estratégicas	20 días ventas firmes en el año anterior (aumentando progresivamente desde los 10 días actuales)	En AASS	Mantenimiento todo el año.	20 días ventas firmes en el año anterior
Operativas y de modulación (comerciales o de libre mercado)	Sin obligación de mantenimiento (de acuerdo con la DT 19 de la LH)		Existencias de libre disposición por los usuarios	Subasta de la capacidad remanente

Figura 9: Propuesta de la CNE de regulación de las obligaciones de mantenimiento de existencias. Año 2014.

4.12 Sobre el incentivo a la comunicación de las mediciones en el día “n+1” (Artículo 13)

Contenido de la Propuesta

El artículo 13 de la propuesta de Orden Ministerial recoge una serie de disposiciones, en relación con la elaboración de los repartos y balances del día de gas, que, de acuerdo con la memoria que acompaña a la propuesta, pretende “ser la base” para la actualización de las Normas y protocolos NGTS-06 “Repartos”, NGTS-07 “Balance”, PD-

02 *“Procedimiento de repartos en los puntos de conexión transporte-distribución”* y PD-11 *“Procedimientos de reparto en los puntos de entrada a la red de transporte”*.

A día de hoy, la información sobre los repartos y el balance se facilita a los comercializadores dos días después del día de gas (repartos y balances $n+2$), siendo los titulares de las instalaciones los responsables de realizar los repartos en las instalación de su propiedad, y el GTS el responsable de realizar el balance de los usuarios.

La propuesta obliga a proporcionar a los usuarios la información sobre sus repartos y balances al día siguiente al día de gas (a las dos horas de su finalización), asignando al GTS la responsabilidad de elaborar tanto los repartos, como del balance de cada comercializador, en base a los datos de consumo facilitados por los distribuidores, lo que constituye un cambio de las funciones de los operadores. Asimismo, atribuye al GTS la función de calcular trimestralmente los perfiles de consumo de clientes no teledados. De esta forma, la responsabilidad del distribuidor se reduce a la transmisión de datos de consumos dentro del periodo establecido. Estos datos se trasladarán al GTS agregados por municipio, o, si los distribuidores y transportistas así lo acuerdan, por punto de conexión transporte-distribución (en adelante PCTD) o agrupaciones de PCTDs.

Para incentivar que los repartos y balances sean puestos a disposición de los usuarios en el día siguiente al día de gas, se introduce un mecanismo de reducción de la retribución reconocida de los distribuidores y del GTS, a aplicar en caso de incumplimiento de los nuevos plazos para comunicación de la información. Dicho procedimiento consiste en multiplicar la retribución reconocida del agente por un factor “P”, definido como: $P = 1 - d/3650$, donde “d” representa el número de días del año en que no se transmitió la información a tiempo.

Por último, la propuesta determina la necesidad de desarrollar un protocolo para que los distribuidores estimen los datos de teledada cuando no se disponga de éstos o sean manifiestamente erróneos. Este procedimiento se aprobará por Resolución de la DGPEyM y formará parte de las NGTS como protocolo de detalle.

El artículo 13 de la Orden entrará en vigor a partir del 1 de julio de 2012.

Consideraciones de la CNE

La realización y comunicación de los **repartos y balances “n+1”**, es un tema de suma importancia y fundamental para el buen funcionamiento del mercado, toda vez que si los comercializadores no conocen su posición de balance, no se les puede exigir que mantengan el mismo. Los **plazos** para que los comercializadores dispongan de la **información al día siguiente** establecidos en el artículo 13 se consideran **apropiados**.

No obstante, se necesita un desarrollo más importante y detallado del que se propone en al Orden, por sus repercusiones en toda la cadena reparto-balance-facturación-determinación de mermas y diferencias de medición. Además, la realización del balance n+1 conlleva la modificación de todos los sistemas informáticos, procedimientos internos de operadores, protocolos de comunicación, etc., por lo que necesita **tiempo para su implementación** y sobre todo protocolos detallados para evitar que la falta de procedimiento, anterior al desarrollo informático, haga que se pierda calidad en los repartos y balances finales.

También es necesario destacar que, a finales del año 2010, el grupo de NGTS acordó la creación de un subgrupo de trabajo que revisara las normas y protocolos, con el fin de proponer mejoras que optimicen la racionalidad y eficacia de la gestión de repartos y balances, reduciendo los costes asociados y mejorando la calidad de los repartos y balances. Desde entonces, este subgrupo viene reuniéndose periódicamente para discutir y proponer mejoras al sistema actual de repartos y balances. Este grupo cuenta con la participación de transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores, que aportan su conocimiento, experiencia y necesidades en relación al sistema actual de repartos, con el fin de mejorarlo. En este sentido, debe ponerse en relieve que las medidas que introduce el artículo 13 de la **Propuesta** de Orden Ministerial **no son congruentes con los avances y acuerdos alcanzados hasta el momento por el subgrupo**, el cual se encuentra en desarrollo de una propuesta de modificación de la NGTS-06.

La CNE por su parte, está trabajando en una propuesta que tendrá en cuenta estos aspectos y la forma de procedimentarlos.

Sería conveniente considerar los siguientes aspectos:

- En relación a la realización de los repartos la Propuesta asigna al GTS la responsabilidad de realizar los repartos de gas en las instalaciones, función hasta

ahora desarrollada por los titulares de instalaciones, de acuerdo con la NGTS-06. Según la memoria de la Orden, el objetivo de ello es centralizar esta operación para poder disponer de un balance $n+1$ operativo, incrementando la eficiencia del sistema y garantizando el empleo de los mismos criterios de reparto. Esta disposición afecta no sólo a los repartos en las redes de distribución, sino también a los repartos en las plantas de regasificación, redes de transporte y almacenamientos subterráneos, que serían también calculados por el GTS. La Propuesta sólo regula la comunicación de información del distribuidor al GTS.

- Asimismo, la Propuesta establece que la información a proporcionar a los usuarios sobre los balances se dé a los usuarios a las 02:00 h del día $n+1$, mientras que los repartos se les comunicarán a las 06:00 h del día $n+1$. La información de repartos es una información previa necesaria para elaborar los balances, y por tanto, los repartos deben estar hechos antes que los balances.
- En relación con la desagregación de la información por municipios, este es un tema de discusión entre los agentes del sistema. El campo municipio nunca ha sido relevante en el sistema gasista y tiene más sentido físico proporcionar la información de cada red o lo que es lo mismo por PCTD o agrupaciones de PCTDs si varias unidades de medida de transporte y distribución alimentan una red ligada. El concepto municipio es poco práctico y los comercializadores, en los grupos de NGTS, se han mostrado partidarios de recibir la información por PCTD. Así por ejemplo, Cepsa, en sus comentarios a la Propuesta, considera que hay que mantener la información a nivel de PCTD.
- De forma similar a la elaboración de los repartos, la propuesta también asigna al GTS la función, a día de hoy de los distribuidores, de desarrollar y actualizar trimestralmente los perfiles de consumo para los clientes no teledidos. El GTS no parece el agente más adecuado para elaborar estos perfiles, ya que es el distribuidor quien mejor conoce sus redes y a sus consumidores.
- En relación a los procedimientos referidos en este artículo se considera adecuado que éstos estén reglados, que se elaboren teniendo en cuenta la opinión de los agentes del sistema y que formen parte de las NGTS como un protocolo más, tal como señala Cepsa.
- En relación con la penalización propuesta por retraso en el envío de la información sobre repartos y balances, señalar que conforme a la Ley 34/1998, el incumplimiento

por parte de los sujetos de sus obligaciones de información o comunicación a otros sujetos del sistema en la forma y plazo que resulta exigible constituye una infracción grave, o muy grave si es reiterativa (artículos 110 f) y 109 j) respectivamente), y está sancionada con multas de hasta 6.000.000 € en el primer caso y 30.000.000 € en el segundo. La reducción de la retribución del GTS o del distribuidor en la cantidad “P” señalada en la propuesta debe considerarse con carácter adicional. Por otra parte, la memoria de la Orden señala que “el impacto es muy reducido”. La fórmula propuesta reduciría la retribución del distribuidor y el GTS hasta el 10% cuando, en todo un año entero, no hayan dado la información a tiempo ningún día.

- Asimismo, como comentan Gas Natural Fenosa, GDF Suez, el grupo EDP/Hidrocantábrico/Naturgas o Endesa, **deberían existir también incentivos a la calidad de la información** a proporcionar por los operadores y el GTS.

Por lo tanto, **se propone modificar el artículo 13** de acuerdo con los siguientes criterios:

- **El GTS podrá a disposición de los usuarios el balance n+1** a las dos horas siguientes del día de gas, desagregado por comercializador y PCTD.
- Corresponde **al operador de cada instalación**, distribuidor o transportista, **proporcionar** al operador situado aguas arriba (transporte y distribución) y al Gestor, por medios telemáticos, **la información sobre los repartos diarios**, realizados por comercializador, en la hora siguiente al día de gas.
- En el caso de redes, los operadores, transportistas y distribuidores proporcionarán esta información por comercializador y PCTD y realizarán los cálculos en base a un **procedimiento común** que tenga en cuenta los **consumos telemedidos y los perfiles de consumo calculados por ellos en base al procedimiento común**. (Se considerarán agrupaciones de PCTDs en redes malladas).
- Todos los procedimientos que deber regir la realización de los repartos y balances por parte de todos los agentes se recogerán **en el correspondiente protocolo de NGTS en el plazo de tres meses**
- El plazo para **disponer del balance n+1 sería nueve meses a partir de la publicación del protocolo de NGTS**.

De esta forma, el artículo 13 quedaría como sigue:

“Artículo 13. Incentivo para que los transportistas y distribuidores envíen información sobre las mediciones el día “n+1”.

1. Los operadores de cada instalación de transporte y distribución proporcionarán al operador situado aguas arriba, cuando corresponda, y al Gestor Técnico del Sistema, mediante medios telemáticos, la información sobre los repartos diarios del gas circulado por sus instalaciones en el día de gas, en la hora siguiente al cierre del día de gas. En el caso de redes de transporte y distribución, los operadores proporcionarán la información desagregada por comercializador y PCTD , o agrupaciones de de PCTDs cuando se trate de redes malladas.

Para ello, se desarrollará reglamentariamente un procedimiento único y común que tendrá en cuenta los consumos teledidos y perfiles de consumo. Dicho procedimiento será público y transparente, y tendrá el grado de detalle suficiente de forma que permita la trazabilidad de los repartos por parte de los usuarios del sistema.

2. El Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de los usuarios en las dos horas siguientes a la hora de cierre del día de gas, la información de balance agregada a nivel nacional correspondiente al día de gas. Asimismo, en las dos horas siguientes a la hora de cierre del día de gas, pondrá a disposición de cada usuario, desagregado por PCTD, el balance del día de gas que le corresponde, que incluirá el nivel de existencias de cada usuario en las instalaciones, las entradas de gas a la red de transporte y el consumo de sus clientes.

A partir de las 6 horas del cierre del día de gas, los usuarios podrán consultar los repartos realizados a nivel municipal realizados por el Gestor Técnico del Sistema.

3. Todos los procedimientos que rijan la realización de los repartos y balances de los usuarios del sistema gasistas serán públicos y estarán recogidos en los correspondientes protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Se establece un plazo de tres meses a contar desde la entrada en vigor de esta Orden Ministerial para el desarrollo, aprobación y publicación de estos procedimientos, y a partir de su publicación, un plazo de 9 meses para su implementación y cumplimiento de los puntos 1 y 2 anteriores.

~~Antes de finalizar la hora posterior al cierre del día de gas, los distribuidores deberán enviar al Gestor Técnico del Sistema la siguiente información por cada municipio:~~

- a. ~~El consumo de cada cliente con teledida (incluyendo los que se autoabastecen) y comercializador que lo suministra.~~
- b. ~~El resto del consumo del municipio, no teledido, como dato agregado.~~

~~Se podrá sustituir los municipios por PCTD o sus agrupaciones de ellos si distribuidores y transportistas así lo acuerdan.~~

4. ~~Si la información de consumos en las redes de distribución facilitada por los distribuidores no coincidiese con las emisiones registradas por el Gestor Técnico del Sistema en las salidas de la red de transporte, éste podrá utilizar un procedimiento de ajuste para su coincidencia. Este hecho será comunicado al distribuidor y a los usuarios.~~ Con periodicidad trimestral y antes del primer día de los meses de febrero, abril, julio y octubre, los distribuidores actualizarán y publicarán en sus páginas web los perfiles de estimación de consumo correspondientes a los clientes teledidos y no teledidos conectados a sus redes. Estos perfiles de consumo se desarrollarán de acuerdo a un procedimiento común que se describirá en el correspondiente Protocolo de Detalle de las Normas de Gestión técnica del Sistema. Se establece un plazo de tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto para el desarrollo, aprobación y publicación de este Protocolo de Detalle.

- ~~En el caso de que exista alguna salida de la red de transporte donde el Gestor Técnico del Sistema no disponga de información de teledida, el transportista o distribuidor responsable de la misma le enviará antes de la hora siguiente al cierre del día de gas la medición correspondiente.~~

4. ~~Con periodicidad trimestral y antes del primer día de los meses de febrero, abril, julio y octubre, los distribuidores enviarán al Gestor Técnico del Sistema la siguiente información necesaria para que éste pueda calcular los perfiles de consumo para los clientes no teledidos, desagregada por municipio, comercializador y escalón de peajes:~~
 - a. ~~Número de consumidores de cada escalón.~~
 - b. ~~Caudal contratado en su caso.~~
 - c. ~~Consumo realizado en los últimos doce meses.~~
5. ~~La información proporcionada por los distribuidores al Gestor Técnico del Sistema y por éste a los usuarios se comunicará mediante los medios telemáticos del Gestor Técnico del Sistema.~~
6. ~~En el caso de que no disponer de los datos de teledidos de un cliente, o ser estas manifiestamente erróneas, el distribuidor podrá sustituirlo por una estimación. Por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se aprobará el procedimiento correspondiente mediante un Protocolo de Detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.~~
7. 5. Con carácter adicional a lo dispuesto en los artículos 109 y 110 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, sobre infracciones graves y muy graves, e En el caso de que el Gestor Técnico del Sistema o el distribuidor los operadores de instalaciones del sistema gasista no envíen los datos solicitados sobre el reparto y balance del día de gas en el los plazos establecidos, se aplicará a la retribución reconocida a la empresa y a los efectos del procedimiento de liquidaciones el siguiente factor:

$$P = (1-d/3650)$$

Donde "d" es el número de días del año en los que no se ha transmitido la información en plazo.

4.13 Sobre los costes de Operación y Mantenimiento de los AASS (Disposición Adicional Primera, Disposición Adicional Segunda y Disposición Final Segunda)

Contenido de la Propuesta

La Propuesta de Orden Ministerial, de acuerdo con el Informe realizado por esta Comisión y aprobado por su Consejo con fecha 18 de marzo de 2010³², sobre una Propuesta de retribución de los costes de O&M para los AASS de Gaviota y Serrablo, así como una Propuesta de metodología para el cálculo de dichos coste para los distintos tipos de AASS, establece:

32 Informe que daba cumplimiento al Mandato establecido por el punto cuarto de la Disposición Adicional Séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 20 de diciembre, que establece que la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas una Propuesta de retribución de los costes de operación y mantenimiento, fijos y variables, para los almacenamientos subterráneos de Gaviota y Serrablo, de acuerdo con la Disposición Adicional Quinta de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, así como una Propuesta de metodología para el cálculo de costes de operación y mantenimiento para los distintos tipos de AASS: acuíferos, yacimientos agotados (terrestres y marinos), cavernas salinas y otros tipos.

- a) En su DF 2ª, se modifica la redacción de la Orden ITC/3995/2006 al objeto de recoger la metodología propuesta por esta Comisión para el cálculo de la retribución de los costes de O&M de los AASS.

Se modifican los apartados 5 y 6 del artículo 2º, el apartado 1 del artículo 6º y la Disposición Adicional Sexta de la Orden ITC/3995/2006, asimismo se suprime la Disposición Adicional Segunda y la Disposición Adicional Séptima de la citada Orden.

- b) En su DA1ª, la retribución por coste de O&M definitivos para los AASS de Serrablo y Gaviota en los ejercicios 2007 y 2008, resultantes de aplicar la nueva metodología.
- c) En su DA2ª, la retribución por coste de O&M provisionales para los AASS de Serrablo y Gaviota en los ejercicios 2009, 2010 y 2011, resultantes de aplicar la nueva metodología.

Consideraciones de la CNE

Esta Comisión está de acuerdo con los cambios introducidos en la Orden ITC/3995/2006 al objeto de incorporar la metodología adoptada para el cálculo de la retribución de los costes de O&M de los AASS, así como con los valores retributivos definitivos y provisionales resultantes para 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011 recogidos en Propuesta de Orden Ministerial.

No obstante, y al objeto de perfeccionar la redacción de la Propuesta se realizan los siguientes comentarios:

- **Sobre la Disposición Final 2ª**

- a. Sobre la documentación a anexar junto a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo (nuevo apartado 5).**

Al modificar, por medio de la DF2ª, la redacción recogida en el Art. 6.1 de la ITC 3995/2006 sobre la documentación a anexar a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo, se ha eliminado la referencia a enviar la Previsión de costes de O&M anuales, conforme a la tabla resumen recogida en el Anexo II de la Orden ITC/3995/2006.

Si la pretensión era evitar la normalización del envío de esta información, habría que incluir un nuevo apartado 5º en la Disposición Final Segunda que indique que se suprime el Anexo II de la Orden ITC/3995/2006.

Si, por el contrario tal y como considera esta Comisión, la eliminación de la referencia al Anexo II se trata de un error material y se sigue considerando conveniente mantener la normalización del envío de esta información, esta Comisión considera que es necesario adaptar la tabla del Anexo II a la nueva clasificación de costes de O&M.

A dichos efectos, se propone incluir la tabla de petición de información utilizada en la elaboración del Informe sobre una Propuesta de retribución de los costes de O&M para los AASS de Gaviota y Serrablo realizado por esta Comisión.

Para ello se propone incluir un nuevo apartado 5º en la Disposición Final Segunda que indique:

"5. Se sustituye la tabla contenida en el Anexo II - Plantilla de Costes de Operación y Mantenimiento de la Orden ITC/3995/2006 por la siguiente tabla:

TITULAR DE LA INSTALACIÓN	
INSTALACIÓN:	
AÑO EJERCICIO ECONÓMICO	

GASTOS/COSTES RECURRENTE									
En Euros	DIRECTOS				INDIRECTOS				
Conceptos	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES DIRECTOS	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES INDIRECTOS	TOTAL
Compras				0				0	0
Odorización de gas/Compra THT				0				0	0
Repuestos de equipo				0				0	0
Gases y aceites				0				0	0
Compras de materiales auxiliares				0				0	0
Otras compras				0				0	0
Tributos y Tasas				0				0	0
Impuesto sobre actividades económicas				0				0	0
Impuesto sobre bienes inmuebles				0				0	0
Tasas				0				0	0
Otros impuestos /tasas				0				0	0
Servicios exteriores				0				0	0
Arrendamientos				0				0	0
Reparación y conservación				0				0	0
Suministros				0				0	0
Servicio profesionales independientes				0				0	0
Primas de seguros				0				0	0
Gastos de viaje				0				0	0
Gas de Operación				0				0	0
Otros Consumos energéticos (electricidad, gasoil, gas natural, etc.)				0				0	0
Transportes y fletes				0				0	0
Otros servicios exteriores				0				0	0
Otros gastos de explotación (detallar)				0				0	0
Personal				0				0	0
Total Costes de O&M Recurrentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INGRESOS RECURRENTE									
En Euros	DIRECTOS				INDIRECTOS				
Conceptos	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES DIRECTOS	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES INDIRECTOS	TOTAL
Subvenciones				0				0	0
Arrendamientos				0				0	0
Venta de otros productos (combustibles ligeros, etc.)				0				0	0
Venta de servicios				0				0	0
Ingresos por Gas de Operación				0				0	0
Otros ingresos de explotación				0				0	0
Total Ingresos de explotación Recurrentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GASTOS/COSTES NO RECURRENTE									
En Euros	DESCRIPCIÓN						INICIO (mes/año)	FIN (mes/año)	IMPORTE
Actuación Intranual 1									
Actuación Intranual 2									
Actuación Intranual 3									
Total Intranuales									0
Actuación Plurianual 1									
Actuación Plurianual 2									
Actuación Plurianual 3									
Total Plurianuales									0
INGRESOS NO RECURRENTE									
En Euros	DESCRIPCIÓN						INICIO (mes/año)	FIN (mes/año)	IMPORTE
Actuación Intranual 1									
Actuación Intranual 2									
Actuación Intranual 3									
Total Intranuales									0
Actuación Plurianual 1									
Actuación Plurianual 2									
Actuación Plurianual 3									
Total Plurianuales									0
Total Gastos de explotación					0				
Total Ingresos de explotación					0				

INSTRUCCIONES CUMPLIMENTACIÓN:

La información anual se desagregará por gastos e ingresos recurrentes, y no recurrentes; directos e indirectos y fijos y variables, atendiendo a los siguientes criterios:

- Desagregación de gastos e ingresos entre recurrentes y no recurrentes: Se consideran “Gastos/Ingresos Recurrentes” aquellas partidas constantes en la explotación del almacenamiento. Por su parte, se consideran “Gastos/ingresos No Recurrentes” las actuaciones puntuales (Ej.: work-over), ya sean plurianuales o intranuales, o costes o ingresos extraordinarios.
- Desagregación de costes/gastos entre directos e indirectos. Para cada una de las partidas de explotación se repartirán entre directos e indirectos, indicando la metodología y criterios empleados para dicha desagregación. Se consideran costes directos los correspondientes o asociados a la propia instalación e indirectos los que correspondan a los servicios facilitados por la estructura del grupo
- Desagregación de costes/gastos entre fijos y variables. Para cada una de las partidas los gastos de explotación se repartirán entre fijos y variables de inyección o variables de extracción, indicando la metodología y criterios empleados para dicha desagregación.

En cuanto a las partidas de costes e ingresos identificados se recogen a continuación los criterios a aplicar para su cumplimentación:

- Con carácter general, en el caso de que alguna de las partidas de detalle supere un 10% sobre el total de gastos de explotación, se requerirá un desglose adicional de esta partida de detalle, que permita identificar los principales costes que la componen.
- Sobre Compras, Tributos y Tasas, Servicios Exteriores, Personal. Se desglosarán según las partidas de detalle indicadas. Señalar que sobre el gas de operación se solicita el detalle económico de su coste.
- Otros Gastos de explotación. Se indicarán los gastos de operación y mantenimiento no incluidos en las partidas anteriormente mencionadas (Compras, Tributos y Tasas, Servicios Exteriores, Personal), debidamente detallados y justificados.
- Subvenciones. Deberán indicarse, en su caso, los ingresos habidos por las subvenciones a la explotación recibidas en cada año para el conjunto de la actividad. Adicionalmente se indicarán las subvenciones pendientes de recibir a 31 de diciembre de cada año, expresadas en euros.
- Ingresos por gas de operación. Se solicita el detalle económico del ingreso por gas de operación incluido en las liquidaciones.
- Venta de productos y servicios, así como ingresos por arrendamientos. En su caso se detallarán los ingresos por venta de condensados.
- Los costes no incluirán costes financieros, ni amortizaciones, ni provisiones por desmantelamiento y abandono del almacenamiento. Los ingresos no incluirán los correspondientes a la retribución por inversiones incluidos en las liquidaciones del sector del gas natural. “

b. Sobre el apartado 4.1 de la D.F. 2ª: Revisión Factores X e Y de la fórmula de cálculo del Índice de Actualización

De acuerdo con la propuesta realizada por esta Comisión, el valor del factor Y debe ser de 0,01 en tanto por uno (100 puntos básicos), en lugar del valor 0,001 recogido en la Propuesta de Orden. De lo contrario, sería imposible determinar los valores del IA utilizados para calcular los Costes de O&M provisionales de 2009, 2010 y 2011.

Además, y al objeto de homogenizar su definición con la utilizada en la fórmula del índice de actualización de los valores unitarios de O&M de la actividad de regasificación, se propone las siguientes modificaciones en su definición:

~~“X e Y son coeficientes de eficiencia. Coeficientes cuyos valores serán iguales Para el período 2012-2015 (ambos incluidos), X será igual a 0,005 y 0,001 e Y igual a 0,01, respectivamente dichos valores se podrán revisar cada 5 años.”~~

c. Sobre el apartado 4.4 de la D.F. 2ª:

La Propuesta indica que *“la revisión de los valores de los términos directo e indirecto de los costes de operación y mantenimiento se efectuará cada 4 años y se orientará a asegurar a los titulares de las instalaciones una tasa interna de retorno (TIR), nominal, después de impuestos, y para una vida útil de 50 años desde la puesta en marcha de la instalación, de al menos 300 puntos básicos sobre su coste medio de financiación referencial (WACC), que será calculado por la Comisión Nacional de Energía”*. Esta Comisión propone la eliminación de este apartado, ya que entra en contradicción con el procedimiento establecido, aunque pendiente de un mejor desarrollo, en el artículo 9 de la ITC 3995/2011:

“Las revisiones de la retribución que se lleven a cabo se orientarán a asegurar a los titulares de las instalaciones una tasa interna de retorno (TIR), nominal, después de impuestos, y para una vida útil de 50 años desde la puesta en marcha de la instalación, de al menos 300 puntos básicos sobre su coste medio de financiación referencial (WACC), que será calculado por la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, a efectos de garantizar que la tasa interna de retorno nominal después de impuestos alcance dicho nivel, se podrán actualizar determinados valores de inversión neta (VNI), tomando como referencia la variación del Índice de Precios Industriales de los componentes de bienes de equipo de la clasificación por destino económico. A estos efectos la Dirección General de Política Energética y Minas realizará un seguimiento permanente de la evolución de dicha tasa interna de retorno.”

Alternativamente, se propone que haya una mejor redacción del actual redactado del artículo 9 de la ITC 3995/2011, dado que lo dispuesto es tan genérico e impreciso en términos de remuneración que tiene múltiples soluciones, no debiendo la regulación ser tan vaga. Por tanto se propone que si nos es posible en estos momentos una redacción más concreta de lo que se quiere, se indique que habrá un desarrollo regulatorio posterior que lo concretará.

- **Sobre la retribución provisional percibida**

Al objeto de dotar de transparencia y clarificar el impacto económico que supone la retribución definitiva de los costes de O&M de los AASS de Gaviota y Serrablo en el sistema gasista, se recomienda recoger en la DA1ª y la DA2ª, los importes ya percibidos por cada instalación en los años 2007, 2008, 2009 y 2010 en concepto de retribución

provisional como ingreso a cuenta, así como la retribución neta a percibir como pago único, o en su caso abonar, a efectos del sistema de liquidación.

Por ello, se propone añadir a la DA1^a lo siguiente:

“Los importes percibidos en los años 2007 y 2008 en concepto de Retribución Provisional de Costes de Operación Mantenimiento fueron los siguientes:

	2007	2008
AASS Gaviota	16.228.630,06	15.579.778,72
AASS Serrablo	3.868.883,18	4.976.791,25

En consecuencia, los importes pendientes de percibir, o en su caso abonar, a efectos de liquidación son los siguientes:

	2007	2008
AASS Gaviota	-2.874.216,74	1.239.680,98
AASS Serrablo	3.944.063,94	2.409.422,87

Y en el caso de la DA2^a, se propone añadir lo siguiente en el apartado 2º:

“Los importes percibidos en los años 2009, 2010 en concepto de Retribución Provisional de Costes de Operación Mantenimiento fueron los siguientes:

	2009	2010
AASS Gaviota	15.353.614,45	20.115.220,35
AASS Serrablo	4.039.496,44	5.955.410,54

En consecuencia, los importes pendientes de percibir, o en su caso abonar, a efectos de liquidación son los siguientes:

	2009	2010
AASS Gaviota	1.880.276,74	-3.144.318,34
AASS Serrablo	3.528.714,00	1.497.309,00

4.14 Sobre la Retribución pendiente de reconocer a instalaciones del AASS de Serrablo puestas en marcha entre 2002 y 2004 (Disposición Adicional Cuarta)

Contenido de la Propuesta

La Disposición Adicional Cuarta de la Propuesta de Orden Ministerial reconoce la retribución devengada en los ejercicios 2002-2006 de diversas instalaciones del AASS de Serrablo puestas en marcha entre 2002 y 2004 que estaba pendiente de reconocer.

Consideraciones de la CNE

Estas cantidades pendientes de liquidar por las instalaciones del AASS de Serrablo, ya fueron incluidas en la Propuesta de Orden de Peajes del año 2009, si bien las Disposiciones³³ finalmente publicadas no recogieron estas cantidades.

Tal y como señaló esta Comisión en el informe preceptivo de la Propuesta de Orden de Peajes del año 2009³⁴, se considera conveniente satisfacer las cantidades devengadas en los ejercicios 2002-2006 por las instalaciones del AASS de Serrablo.

No obstante, al igual que entonces, esta Comisión ha calculado la retribución anual a satisfacer, encontrando las siguientes discrepancias:

- De manera genérica para todos los activos, no se ha contabilizado el día de puesta en marcha como día a retribuir, contrariamente a lo que se viene siendo la práctica en el resto de instalaciones del sector gasista. Esta Comisión ha contabilizado el día de la puesta en marcha en sus cálculos.
- La fecha de puesta en marcha de la instalación “Conexión pozos (año 2005)”, según el informe de Auditoría es de 19 de mayo de 2004, y no de 26 de julio de 2004. Esta Comisión ha realizado los cálculos con la fecha dada por la Auditoría.

Como consecuencia de estas discrepancias, ver cuadro adjunto, se produce una diferencia de 22.782.21 € extras a favor de Enagás, S.A entre el total pendiente de

³³ La Orden ITC/3802/2008 y a la Resolución de la DGPEyM de 31 de diciembre de 2008 que, entre otros, recogía la retribución de las actividades reguladas

³⁴ Informe 37/2008 de la CNE sobre la propuesta de orden 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

liquidar por este concepto expuesto en la Propuesta de Orden, 4.799.979 €, y el calculado por esta Comisión, 4.822.761,21 €.

Figura 10: Calculo de la retribución devengada en el periodo 2002-2006 de activos del AASS de Serrablo pendiente de satisfacer.

4.15 Sobre la modificación de la NGTS-03 “Programaciones” (Disposición Final Primera)

Contenido de la Propuesta

La Disposición Final Primera de la propuesta contiene la modificación de los apartados 3.1 y 3.6 de la NGTS-03 “Programaciones”, en la parte que afecta a la programación anual y mensual de las plantas de regasificación de GNL.

El primer cambio significativo respecto a la norma en vigor consiste en otorgar un carácter vinculante al volumen de la programación anual que sea así declarada por usuarios, para cumplir con los objetivos fijados por el GTS, que persiguen garantizar los mínimos de producción de las plantas.

En segundo lugar, se establece una diferenciación entre lo que se denomina “programación mínima anual vinculante”, “programación anual vinculante” y la “programación anual informativa”:

La programación mínima anual vinculante hace referencia a las necesidades mínimas mensuales de descarga de GNL en la plantas. Se propone reservar ventanas de descarga con carácter vinculante y prioritario en la programación anual o incluso en periodos superiores al año, con el fin de atender las necesidades de almacenamiento

de GNL mínimas que necesita las plantas para su funcionamiento. Estas ventanas son ofertadas a los usuarios. El GTS podrá utilizar un procedimiento competitivo para adjudicar la programación anual mínima vinculante de las plantas cuando las solicitudes de los usuarios para atender esta programación sean superiores o inferiores a las necesidades de la planta. La programación mínima anual vinculante será considerada viable automáticamente.

Con carácter adicional, los usuarios podrán programar otras descargas de GNL con carácter vinculante, sujeto a la aprobación del GTS, que compondrán la programación anual vinculante.

Se permite que los usuarios de una planta cubran la programación mínima de otra planta, y que los usuarios realicen operaciones de compra/venta de las descargas vinculantes. El incumplimiento de la programación vinculante sin que exista declaración de Situación de Operación Excepcional se considerará un perjuicio relevante para el sistema, a efectos del artículo 109 *“Infracciones muy graves”* de la Ley 34/1998.

La programación anual informativa será toda aquella que no sea declarada vinculante por los agentes. En este caso, los usuarios comunicarán fechas tentativas de descarga y la asignación de las mismas se realizará de acuerdo con el Protocolo de Detalle PD-13 *“Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación.”*

En la programación mensual de descargas de GNL, se dará prioridad a la programación mínima vinculante sobre la programación vinculante, y esta última tendrá prioridad sobre la programación informativa. Por último, dentro de la programación anual informativa, se respetarán en todo lo posible y con carácter prioritario las fechas de descarga tentativas de los buques dedicados de forma continua a tráficos a larga distancia desde un mismo origen. Si por circunstancias excepcionales y para mantener los niveles mínimos de funcionamiento de las plantas de regasificación fuera necesario incluir en la programación mensual la descarga de buques no considerados en la programación anual vinculante, el GTS podrá organizar un procedimiento competitivo para su adjudicación.

La Propuesta de Orden mantiene la obligación actual del GTS de crear un registro de ventanas de descarga de buques asignados y libres en cada una de las plantas, así como el procedimiento de asignación de aquellas ventanas que pudieran liberarse.

Para terminar, la propuesta modifica también el apartado sobre la viabilidad de las programaciones de descarga de buques contenido en la NGTS-03, donde se establecen los límites máximos de GNL que los usuarios pueden mantener almacenados en los tanques de las plantas de regasificación del sistema y las penalizaciones a aplicar cuando se superan los mismos. La actual Norma permite a los comercializadores mantener unas existencias medias de GNL, calculadas diariamente y para el conjunto de las plantas como la media móvil de 30 días, no superiores al valor mayor de 300 GWh o de la energía equivalente a 8 veces la capacidad de regasificación contratada. La propuesta de la DGPEyM modifica al alza el valor de la energía equivalente citada, que pasa de 8 a 10 veces la capacidad de regasificación contratada.

Consideraciones de la CNE

Como primera consideración debe señalarse, con carácter general, que al igual que ocurre con los repartos y balances, la NGTS-03 es objeto de revisión y modificación del grupo de NGTS con el fin de proponer mejoras en el procedimiento de programación de las instalaciones gasistas. Las modificaciones respecto a la programación de plantas de regasificación que contiene la propuesta de Orden no tiene en cuenta los acuerdos y avances alcanzados por el grupo reflejo de las experiencias y necesidades tanto de transportistas, como distribuidores, comercializadores y consumidores. Naturgas, por ejemplo, alude a la necesidad de que estos procedimientos se desarrollen en mayor detalle y se discutan en el seno del grupo de NGTS.

Asimismo, las modificaciones que propone la Orden Ministerial no serían coherentes con la Propuesta de Resolución, remitida por el Ministerio, por la que se aprueba el protocolo PD-13 *“Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación.”*, cuyo informe preceptivo se halla en tramitación en la CNE. También exigiría revisar, al menos, el PD-07, para incluir los cambios necesarios que la propuesta conlleva.

Con carácter adicional, es necesario tener en cuenta **el contexto actual en el que se propone la nueva forma de asignación de fechas de descarga de buques, en concreto, la nueva regulación en discusión en Europa, que aboga por la asignación de la capacidad de las instalaciones mediante mecanismos de mercado.** Sobre los principios que deben regir los mecanismos de asignación de capacidad y los

procedimientos de gestión de congestiones aplicables a las instalaciones de GNL, el Reglamento 715/2009 dictamina que:

“2. Los gestores de almacenamiento y de GNL aplicarán y publicarán unos mecanismos de asignación de la capacidad transparentes y no discriminatorios que:

[...]

b) sean compatibles con los mecanismos de mercado, incluidos los mercados al contado y los centros de intercambio, siendo al mismo tiempo flexibles y capaces de adaptarse a las cambiantes circunstancias del mercado.

[...]”

El método de asegurar producciones mínimas de planta, y por tanto de tratar “restricciones o congestiones”, propuesto en la nueva Orden **no estaría en línea con lo dispuesto en el Reglamento 715/2009**, ni con el futuro mercado europeo de gas. Hacer programaciones vinculantes, para un nivel mínimo, hasta llegar al nivel de establecer buques vinculantes con un largo plazo de antelación, **dificulta el desarrollo de la competencia y del libre comercio de gas**, al restar flexibilidad a los aprovisionamientos, pues prioriza los aprovisionadores ya establecidos, **entorpeciendo la descarga de buques no programados (buques spot) y la entrada de nuevos comercializadores**. En este sentido, señala Shell que este sistema no fomenta la liquidez del mercado y penaliza a las empresas que no puedan comprometerse a una vinculación anual.

La solución más adecuada es el establecimiento de los **adecuados incentivos económicos y señales de mercado**, que sirvan tanto para asegurar producciones mínimas, si estas son necesarias, como para resolver restricciones/congestiones en red de transporte a nivel de programación mensual. Por ejemplo, la asignación de slots de descarga podría seguir procedimientos de mercado, estableciendo penalizaciones si no se descarga un buque previsto en una programación mensual. Todos estos desarrollos normativos deberían hacerse en el marco de una **modificación del RD 949/2001** global, en el que se modifiquen los mecanismos de asignación de capacidad en línea con los nuevos desarrollos europeos.

La nueva función que se asigna al **GTS** como agente que define, autoriza y asigna las programaciones vinculantes en las plantas supone **su intervención en el funcionamiento del mercado**, cuando su figura debería ser únicamente de facilitador.

Por otro lado, la memoria que acompaña a la Orden expone que el objetivo de esta medida es *“obtener un cierto grado de compromiso por parte de los usuarios para cubrir las descargas de GNL necesarias para cubrir el nivel mínimo de operación de cada planta...”*, ante la importante disminución de las descargas de buques en las plantas, consecuencia del incremento de las aportaciones de gas por conexiones internacionales y la atonía de la demanda durante los últimos meses. En este sentido, hay que puntualizar que el mecanismo de asignación de las fechas de descargas de buques en las programaciones de plantas que se propone, como comenta Cepsa, **puede no ser efectivo** para la consecución de este objetivo; **el hecho de que se reserven ventanas de descarga prioritarias con viabilidad automática no garantiza que los usuarios adquieran estas ventanas**, si éstos no las necesitan, como parece derivarse de la situación que se da actualmente en el sistema, y dado que exige con gran antelación el compromiso de los usuarios. En este sentido, Endesa considera que es posible que no existan agentes voluntarios, pues las ventajas no son tantas y no están suficientemente definidas las contraprestaciones. Gas Natural, que sí considera adecuada la medida, y el Comité de Distribuidores de Sedigas piden también contraprestaciones.

Varios agentes se muestran también preocupados por la posibilidad de la utilización del mercado por parte del GTS para solucionar los slots vinculantes, pues consideran que el incumbente tiene una posición de ventaja, al incorporar, según Endesa el 43% de los buques del sistema.

Iberdrola por ejemplo, señala que hasta ahora se ha solucionado el problema sin coste y que no se trata de un tema urgente, por lo que deberían estudiarse todas las posibles situaciones. Otros agentes, como Endesa, señalan que si el problema de las entradas mínimas se puede agravar en el futuro, se estudie la posibilidad de suspender temporalmente la entrada de nueva capacidad, como la planta del Musel.

Visto todo lo anterior, antes de introducir ningún cambio en la forma de asignación de las fechas de descarga de buques en las plantas de GNL, se considera necesario **analizar con mayor profundidad este tema, para tener en cuenta los trabajos desarrollados por los agentes del sistema y las directrices europeas al respecto, y para establecer mecanismos que realmente garanticen los objetivos que se persiguen,**

planteándose por ello **la eliminación de la Disposición final primera** de la propuesta de Orden, como plantea el grupo EDP/Hidrocantábrico/Naturgas, o Unión Fenosa Gas.

4.16 Sobre la Facturación de Peajes en un periodo diferente al mes natural (Apartado 1 de la Disposición Final Tercera)

Contenido de la Propuesta

La propuesta de Orden modifica el contenido del artículo 4 de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, introduciéndose un nuevo apartado 6 en la que se establece una metodología común de prorrateo en la aplicación del peaje de transporte y distribución cuando el período de facturación no coincida con un mes natural.

Consideraciones de la CNE

En el Informe de la CNE sobre la consulta planteada por un comercializador, en relación con una discrepancia en la facturación del término de conducción del peaje de transporte y distribución con una empresa transportista aprobado por el Consejo de la CNE el 28 de abril de 2011 se proponía una metodología común de prorrateo en la aplicación de dichos peajes indicándose que *“Dado que la reglamentación establece una periodicidad mensual para el pago de los peajes, se considera que el método de prorrateo más conveniente es el prorrateo en función de los días de cada mes, es decir, multiplicando el término fijo “Tfij” por el cociente [nº de días a facturar del mes] / [nº días del mes (28, 30 ó 31)].”*

Dicho informe fue remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a efectos de que se incluya el método de prorrateo a emplear como parte del artículo 4 “Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones” de la Orden ITC/3354/2010, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Por ello, al coincidir el método de facturación propuesto con el planteado por la CNE en el informe enviado en el mes de abril al MITYC se considera adecuada esta disposición.

En las alegaciones presentadas, AGENTE propone hacer extensible el procedimiento de facturación además de a la red de transporte, a las plantas de regasificación, ya que el sistema de cálculo es idéntico.

4.17 Sobre la modificación de la Retribución 2011 de Tolosa Gas, S.A. y Naturgas Energía Distribución, S.A. (Apartado 2 Disposición Final Tercera)

Contenido de la Propuesta

La propuesta de Orden realiza la corrección de las cifras de retribución del año 2011 por la actividad de distribución de las empresas Tolosa Gas, SA y Naturgas Energía Distribución, S.A.

El motivo de estas correcciones, es la detección de errores en el cálculo de la retribución original del año 2002 de las compañías Tolosa Gas, S.A., Gas Hernani, S.A. y Gas Pasaia, S.A., las dos últimas integradas en Naturgas Energía Distribución. El error consistió en considerar como partida a retribuir el coste de adquisición de gas para su venta al mercado a tarifa cuando era un coste que recuperaba la empresa a través de la venta de gas.

Consideraciones de la CNE

Esta Comisión considera conveniente subsanar el error detectado por el MITyC habida cuenta que los costes de adquisición de gas para su venta al mercado a tarifa eran costes que recuperaba la empresa a través de la venta de gas.

De acuerdo con la Memoria de la Propuesta, por error, se incluyó el coste de adquisición del gas natural para su venta al mercado de tarifa dentro del escandallo de costes del año 2000 de la actividad de distribución a retribuir de las empresas Tolosa Gas, S.A., Gas Hernani, S.A. y Gas Pasaia, S.A. En el cuadro adjunto, se recogen para cada una de estas empresas, los costes totales del año 2000 imputados a la actividad de distribución qué se asignaron al objeto de determinar su retribución para el año 2002, el importe de la partida mal asignada de los costes de adquisición del gas natural para su venta al

mercado de tarifa, y los nuevos costes totales del año 2000 a considerar una vez subsanado el error.

Figura 11: Calculo de la Base 2000 Modificada.

Esta Comisión ha contrastado que los factores que se indican en la Memoria para actualizar la base del año 2000 al año 2002 (1,1552) fueron los utilizados cuando se determinó por primera vez la retribución de la actividad de distribución. No obstante, analizado el factor real utilizado (ratio base 2002/base 2000) se observa que es diferente al indicado y diferente para cada compañía (1,1639 para Gas Hernani, 1,1652 para Gas Pasaia, y 1,1655 para Gas Tolosa).

Además, sobre los factores de actualización $(1+f_i*IPH)$ utilizados por el MITyC al objeto de determinar el importe correspondiente a 2011, esta Comisión debe señalar que no son coincidentes con aquellos que se utilizaron, de acuerdo con la información de esta Comisión, utilizados para el cálculo de la retribución 2011 de la actividad de distribución (ver cuadro adjunto).

	(1+f_i*IPH)	
	Propuesta OM	Utilizados Calculo Retribución 2011
2003	1,015640	1,011900
2004	1,035020	1,010396
2005	1,038165	1,021250
2006	1,026775	1,020443
2007	1,043010	1,043010
2008	1,005100	1,005100
2009	1,040078	1,004930
2010	0,979473	1,062220
2011	1,027285	1,027285
Producto	1,229355	1,224867

Figura 12: Comparación de los factores de actualización utilizados en la Propuesta de OM y cálculo de la retribución a cuenta devengada por tres posiciones de Transportista Regional del Gas.

Por tanto al utilizar los nuevos factores, por un lado, se estaría aplicando unos factores diferentes a los aplicados al conjunto de la actividad de distribución y, por otro lado, se estarían incrementado la nueva retribución (o reduciendo cantidades a minorar) entre el 0,39% y el 0,53%, según la empresa.

En consecuencia, se recomienda utilizar los factores utilizados en el cálculo de la retribución del año 2011, porque de lo contrario, además de justificar la procedencia de los factores utilizados, habría que calcular la retribución de la actividad de distribución para todas las empresas del sector gasista.

De aplicar los factores de actualización indicados por esta Comisión, tal y como puede verse en el cuadro adjunto el importe global a minorar sería de 992.215 €, es decir, 11.460 € superior al propuesto por el MITyC.

Figura 13: Cálculo de las cantidades a minorar como consecuencia de las correcciones realizadas

Como consecuencia de los cálculos anteriores, el cuadro del apartado 2 de la Disposición Final Tercera habría que sustituirlo por el siguiente:

Figura 14: Retribución Anual de Tolosa Gas, S.A. y Naturgas Energía Distribución, S.A.

Por otra parte, señalar que aunque su incidencia en este caso es pequeña, debería haberse recalculado la retribución de toda la actividad de distribución para el año 2011, porque los precios que se aplican a los incrementos de clientes y ventas se determinan a partir de la retribución base actualizada. Por tanto, al variar una parte de ella, se modificarían los valores unitarios a aplicar y por lo tanto los valores de retribución de cada una de las empresas para el año 2011 y siguientes.

Por ello, y para evitar estos problemas, se recomienda que las modificaciones de estas características se realicen en el momento de la revisión de la retribución anual de la actividad de distribución.

4.18 Sobre la modificación de la Retribución 2011 de Transportista Regional del Gas y Endesa Gas Transportista (Apartados 3, 4 y 5 de la Disposición Final Tercera)

Contenido de la Propuesta

El apartado 3 de la Disposición Final Tercera, modifica, al haber detectado errores en su cálculo, la retribución a cuenta recogida en el apartado 5 del Anexo IV de la Orden ITC/3354/201 para 3 posiciones (SEGAVI-00, SEGAVI-01 y SEGAVI-02) del gasoducto “Segovia – Otero de los Herreros” de Transportista Regional del Gas.

El apartado 4 de la Disposición Final Tercera, incluye 3 nuevas ERM's G-250 de Endesa Gas Transportista, situadas en el gasoducto “Gallur - Tauste- Ejea de los Caballeros” (posiciones MAEJE-02, MAEJE-03, y MAEJE-04), en el listado de instalaciones con derecho a retribución a cuenta recogida en el apartado 5 del Anexo IV de la Orden ITC/3354/201.

Como consecuencia de las medidas anteriores, en el apartado 5 de la Disposición Final Tercera, se modifican las retribuciones anuales correspondientes a 2011 de Transportista Regional del Gas y Endesa Gas Transportista, recogidas en el apartado 2 del Anexo IV de la Orden ITC/3354/201, titulado “Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte”.

Consideraciones de la CNE

En relación con la retribución de las 3 posiciones Transportista Regional del Gas, esta Comisión coincide con el MITyC en la existencia de un error en las retribuciones publicadas en el apartado 5 del Anexo IV de la Orden ITC/3354/2010.

En primer lugar, cabe señalar que esta Comisión carece de información suficiente para dilucidar si las posiciones de derivación SEGAVI-01 y SEGAVI-02 están destinadas a la conexión directa de consumidores o a la conexión de redes de distribución. De ser así, y de acuerdo con la Propuesta de desarrollo normativo realizada por el MITyC, la retribución a reconocer por el sistema sería 0 €, ya que deben ser sufragadas por el propio consumidor o distribuidor.

Asumiendo esta Comisión que el MITyC ha contrastado y verificado que no se cumplen estas circunstancias, se ha calculado la retribución anual a satisfacer para las 3 posiciones, encontrando las siguientes discrepancias:

- En el criterio de aplicación de los valores unitarios de la posición de SEGAVI-00 que contiene una trampa de rascadores. Esta Comisión ha aplicado los criterios expuestos en este informe en relación con el Artículo 4 de la Propuesta. De forma resumida, el Valor de Inversión por aplicación de valores unitarios se obtiene multiplicando al valor unitario de inversión de la Posición S los coeficientes correctores aplicables.
- Ligeras diferencias económicas, cuyo origen no ha sido posible identificar.

Como consecuencia de estas discrepancias, ver cuadro adjunto, se produce una diferencia de 40.225,14 € entre la retribución a cuenta total por estos activos de la Propuesta de Orden, 200.975,76 €, y el calculado por esta Comisión, 160.750,62 €. Esta diferencia habría que descontársela a Transportista Regional de Gas S.A.

Figura 15: Calculo de la retribución a cuenta devengada por tres posiciones de Transportista Regional del Gas.

En relación con la retribución de las 3 ERMS de Endesa Gas Transportista, esta Comisión coincide con el MITyC en la existencia de un error en el listado de instalaciones con retribución a cuenta recogidas en el apartado 5 del Anexo IV de la Orden ITC/3354/2010, al no incluir a las 3 ERMS cuando éstas están incluidas en el mismo acta de PEM que el gasoducto y las posiciones donde se ubican.

No obstante, cabe señalar que esta Comisión carece de información suficiente para dilucidar si las EMRs y las posiciones de derivación donde se ubican MAEJE-02, MAEJE-03, y MAEJE-04, están destinadas a la conexión directa de consumidores o a la conexión de redes de distribución. De ser así, y de acuerdo con la Propuesta de desarrollo normativo realizada por el MITyC, la retribución a reconocer por el sistema tanto a las ERMS como a las posiciones sería de 0 €, ya que deben ser sufragadas por el propio consumidor o distribuidor.

Asumiendo esta Comisión que el MITyC ha contrastado y verificado que no se cumplen estas circunstancias, se ha calculado la retribución anual a satisfacer para las 3 ERMs, no encontrando diferencias económicas con los cálculos efectuados por el MITyC (ver cuadro adjunto).

Figura 16: Calculo de la retribución a cuenta devengada por tres posiciones de Transportista Regional del Gas.

Como consecuencia de los cálculos anteriores, el cuadro del apartado 5 de la Disposición Final Tercera habría también que sustituirlo por el siguiente:

Figura 17: Retribución Anual de Endesa Gas Transportista y Transportista Regional del Gas.

4.19 Sobre la modificación de la Retribución 2011 de la actividad de transporte de ENAGAS (Apartados 6 de la Disposición Final Tercera)

Contenido de la Propuesta

La Propuesta modifica la retribución de ENAGAS para el año 2011, que pasa a ser de 639.685.233,50 €, es decir 283.922,15 € más que la retribución recogida en la Orden ITC/3354/2010.

En la Memoria se señalan las razones que dan lugar a esta modificación:

- Adicionar los importes retributivos correspondientes a 2011 de las instalaciones recogidas en la Resolución del 1 de diciembre de 2010 de la DGPEyM³⁵, que no se tuvieron en cuenta en el momento de cálculo de la retribución anual.

³⁵ Resolución por la que se incluyen diversas instalaciones de transporte con fecha de puesta en marcha anterior a 1 de enero de 2008, propiedad de ENAGAS, de forma definitiva en el régimen retributivo

- Se han identificado ciertos errores en el cálculo de la retribución para 2011 de ciertas instalaciones.

Consideraciones de la CNE

En relación con las instalaciones recogidas en la Resolución del 1 de diciembre de 2010, señalar que efectivamente no se tuvieron en cuenta como instalaciones incluidas en el régimen retributivo de forma definitiva en los cálculos que realizó esta Comisión de la retribución anual porque la citada Resolución tuvo entrada en esta Comisión el 20 de diciembre de 2010. Además, con fecha 23 de febrero de 2011, tuvo entrada una Resolución de 19 de enero de 2011 en la que se efectuaban correcciones en la retribución de una de las instalaciones incluidas en la Resolución del 1 de diciembre de 2010, en concreto de la Ampliación de la Estación de Compresión de Almendralejo.

En relación con los importes correspondientes a la retribución 2011 de las instalaciones recogidas en la Resolución del 1 de diciembre de 2010, al replicar los cálculos esta Comisión ha observado ligeras diferencias económicas, cuyo origen estarían en el número decimales utilizados en los factores de actualización IPH.

Como consecuencia de estas discrepancias, ver cuadro adjunto, se produce una diferencia de 208,42 € entre la retribución por estos activos de la Propuesta de Orden, 2.363.167,17 €, y el calculado por esta Comisión, 2.363.375,59 €. Esta diferencia habría que adicionársela a ENAGAS.

Figura 18: Comparación de la retribución devengada en 2011 calculada por la CNE y el MITyC para las instalaciones propiedad de Enagás incluidas en la Resolución del 1 de diciembre de 2010.

No obstante, dentro de las instalaciones recogidas en la Resolución del 1 de diciembre de 2010 de la DGPEyM, existen instalaciones cuyos importes de retribución reconocidos se deben adicionar directamente a la retribución anual de ENAGAS para el año 2011, mientras que, en otros casos, hay que determinar el importe a imputar ya que son activos

que han sido tenidos en cuenta a la hora de determinar la retribución anual de ENAGAS de forma directa o indirecta.

- Entre los activos de la Resolución se incluía la ampliación de la EC de Almendralejo, que tenía reconocida una retribución provisional, la cual fue actualizada cuando se determinó (tal y como puede verse en el cuadro adjunto) la retribución provisional de ENAGAS por activos PEM antes del 1 de enero de 2011 (29.404.101,59 €) recogida en la memoria de la Orden ITC3354/2010. En consecuencia, tal y como propone el MITyC, hay que minorar el importe calculado en 1.266.137,29 €

Figura 19: Detalle de la Retribución Provisional por activos PEM antes 1 de enero 2008, considerada para determinar la Retribución 2011 de ENAGAS.

- Además, las ampliaciones/modificaciones por sustitución de equipos en las ERM/EM situadas en Alfacel (tm Dueñas), Borriol, Subirats, Vergara, y Villareal, que de acuerdo con la Resolución su retribución sustituye la retribución del activo anterior³⁶, implica que hay que descontar la retribución definitiva de las ERM/EM originales que se tuvieron en cuenta a la hora de determinar la retribución definitiva (Ver cuadro adjunto) de los activos con PEM anterior a 1 de enero de 2008 .En consecuencia **habría que minorar el importe calculado por la DGPEyM en 325.402,58 €.**

Figura 20: Detalle de la Retribución Definitiva por las ERM/EMs de Alfacel, Borriol, Subirats, Villareal y Vergara, consideradas para determinar la Retribución 2011 de ENAGAS.

³⁶ Según la apartado segundo de la resolución: “[...] En el caso de ampliaciones de ERM/EMs por sustitución de equipos con fecha de puesta en marcha en los años 2002 y 2003, el criterio a seguir para determinar el valor de la inversión reconocida, será el de considerar la instalación de una nueva ERM/EM, dando de baja la ERM/EM inicial”

En relación con errores en el cálculo de la retribución para 2011 de ciertas instalaciones incluidas en el régimen retributivo que señala el MITyC, se debe señalar que:

- Esta Comisión está de acuerdo con las diferencias observadas en los dos tramos del Gasoducto Falces - Irurzun. El origen del error fue la aplicación indebida del Coeficiente Corrector CL que modifica el Valor de Inversión reconocido de los gasoductos pem entre 2006 y 2008 en función de su longitud. Dicho coeficiente debía haberse calculado tomando la longitud de todo gasoducto y aplicarse a cada tramo, en lugar de calcularlo de forma individual para cada tramo.

Figura 21: Comparación de la retribución devengada en 2011 calculada por la CNE y el MITyC para gasoducto Falces - Irurzun.

- Igualmente se está de acuerdo con los errores observados en el cálculo de retribución de las Ampliaciones de Bañeras (Fase A, Fase I, Fase II y Fase B). El origen de este error fue la imputación de unos costes de O&M como si fueran instalaciones nuevas en lugar de ampliaciones.

Figura 22: Comparación de la retribución devengada en 2011 calculada por la CNE y el MITyC para Ampliaciones de EC de Bañeras.

- Asimismo, se coincide con el MITyC en la existencia de errores en el cálculo de la retribución de las EM de Abegondo, Barreda, Fuentes, Palazuelos de Eresma Palos de la Frontera y Zaragoza. El origen de este error fue que no se aplicaron los Coeficientes Correctores por EM (0,76) en el cálculo del VAI.

Figura 23: Comparación de la retribución devengada en 2011 calculada por la CNE y el MITyC para EMs en Abegondo, Barreda, Fuentes, Palazuelos de Eresma Palos de la Frontera y Zaragoza

No obstante, a la hora de determinar las cantidades a minorar de la retribución de ENAGAS, el MITyC no recoge la retribución considerada en la Orden ITC/3354/2010. Tomando los valores considerados en la citada Orden, tal y como se puede observar en los cuadros adjuntos, **se debe minorar la retribución anual de ENAGAS en 39.654,50 €.**

Figura 24: Detalle de la Retribución Definitiva de las EMs de Abegondo, Barreda, Fuentes, Palazuelos de Eresma, Palos de la Frontera y Zaragoza, consideradas para determinar la Retribución 2011 de ENAGAS.

Figura 25: Calculo de los importes a minorar/adicionar a la Retribución 2011 de ENAGAS por los errores detectados en Retribución Definitiva de las EMs de Abegondo, Barreda, Fuentes, Palazuelos de Eresma, Palos de la Frontera y Zaragoza.

- Por último señalar que no se está de acuerdo con las diferencias indicadas para la retribución de la EC de Paterna, el origen de dicha diferencia sólo puede estar ocasionada por el VAI reconocido. De acuerdo con la información de SIDRA, el VAI es 18.787.169,70 €³⁷, este valor fue el utilizado por el MITyC para calcular las retribuciones del año 2002-2008 de la EC de Paterna que se incluyeron en la Orden ITC/3863/2007, las cuales se reproducen a continuación, y las actualizaciones para 2009, 2010 y 2011:

Figura 26: Cuadro Resumen de la Memoria de la Orden Ministerial ITC/3863/2007 donde se recoge, bajo el epígrafe EC, las retribuciones de la EC de Paterna desde 2002 a 2007 consideradas para determinar la Retribución de ENAGAS.

De modificarse el VAI de la EC de Paterna, además de justificar los motivos para ello, habría que recalcular las retribuciones de 2002 a 2010.

³⁷ Resultado de minorar el valor de inversión resultante de la aplicación de valores unitarios (24.517.169,70 €) la subvención percibida de 5.730.000 €

Además de los errores detectados por el MITyC, señalar que esta Comisión ha detectado los siguientes errores en el cálculo de la retribución para 2011, que también deberían ser tenidos en cuenta en la corrección de la retribución reconocida a la actividad de transporte de ENAGAS, S.A. para 2011:

- No se incluyó la retribución por el Retimbrado de la POS 4-07 (Montmeló, Barcelona), cuyo importe para 2011 era de 11.344,62 €.
- No se incluyó la retribución por la ERM G-100 (80/45) en la POS. K-11-2 para Jerez de la Frontera (Cádiz), cuyo importe para 2011 era de 33.284,20 €. Analizadas las Retribuciones de ENAGAS calculadas por SIDRA para los años 2009 y 2010, se ha observado que tampoco fueron incluida las retribuciones de esta instalación (32.598,74 € y 34.133,44 €, respectivamente) por lo que esta Comisión propone integrarlas como pago único.

En consecuencia, la corrección que se propone en la retribución reconocida a la actividad de transporte de ENAGAS, S.A. para 2011 es la siguiente:

Figura 27: Retribución Anual de ENAGAS.

Como consecuencia de los cálculos anteriores, el cuadro del apartado 6 de la Disposición Final Tercera habría que sustituirlo por el siguiente:

Figura 28: Retribución Anual de ENAGAS.

4.20 Sobre la modificación de la Retribución 2011 de la actividad de transporte de NATURGAS (Nuevo Apartado 7 de la Disposición Final Tercera)

Además de los errores detectados por el MITyC, esta Comisión ha detectado otro error en el cálculo de la retribución para 2011, en concreto en el cálculo de la retribución de la sociedad Naturgas Energía Transporte.

El error afecta a la retribución reconocida a las instalaciones Red de Legorreta y ERM G-400 en Legorreta, y el origen del mismo está en el VAI introducido en SIDRA que difiere del valor recogido en la resolución, tal y como se observa en el cuadro adjunto.

Figura 29: Comparación de los VAI reconocidos de la Red de Legorreta y la ERM G-400 en Legorreta incluidos en SIDRA y recogidos en la Resolución

Este error tiene impacto en la retribución anual del año 2011 y del año 2010, tal y como puede verse en los cuadros adjuntos.

Figura 30: Calculo de los importes a minorar/adicionar a la Retribución 2011 de NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE por los errores detectados en Retribución Definitiva de la Red de Legorreta y la ERM G-400 en Legorreta

Figura 31: Calculo de los importes a incorporar como pagos únicos por las diferencias en la Retribución 2010 de NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE por los errores detectados en Retribución Definitiva de la Red de Legorreta y la ERM G-400 en Legorreta

En consecuencia, la corrección que se propone en la retribución reconocida a la actividad de transporte de ENAGAS, S.A. para 2011 es la siguiente:

Figura 32: Retribución Anual de NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE.

Por tanto, esta Comisión recomienda incluir un nuevo apartado 7 en la Disposición Final Tercera en el que se indique:

“7. Se substituye la retribución a la actividad de transporte correspondiente a NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE, SAU publicada en la tabla “2.Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte” del Anejo IV de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la siguiente:

Empresa	Total retribución anual	Total pago único	TOTAL RETRIBUCION 2011
NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE SAU	26.428.435,15	226.886,12	26.655.321,27

5 CONCLUSIONES

Visto lo expuesto en los apartados anteriores, cabe concluir que:

1. Esta Orden Ministerial trata dos temas de distinta naturaleza: temas de carácter retributivo y temas de funcionamiento y modelo del sistema gasista que podrían muy bien separarse en dos Órdenes Ministeriales diferentes.
2. La CNE considera que los temas relacionados con el modelo del sistema y con su funcionamiento deben posponerse mientras no se disponga de la estructura final a la que debe evolucionar el modelo actual del sistema gasista, junto con un cronograma que contemple su implementación de forma ordenada y progresiva. La introducción del nuevo modelo deberá tener en cuenta la evolución del modelo de gas europeo, cuya discusión está finalizando en Europa, y necesita de la modificación de la Ley de Hidrocarburos, todavía en tramitación, para posteriormente abordar el cambio del RD 949/2001.
3. Se propone la eliminación del Artículo 2, que reduce el derecho de almacenamiento en el AOC asociado a la contratación de capacidad de transporte y distribución, reduciendo la flexibilidad de los comercializadores, porque no debe hacerse en tanto no se mejore la información de la que disponen éstos sobre su balance. Además, sería necesario un mercado organizado de gas en el que los agentes puedan realizar operaciones de compra-venta para mantener su balance y que sirviera de referencia para establecer el precio de unas penalizaciones reflejo de costes.
4. Igualmente, se propone la retirada del Artículo 3, por la complejidad operativa del modelo que propone para el almacenamiento operativo comercial, que podría estar virtualmente situado en cualquier instalación del sistema; esto puede desvirtuar, confundir y enmarañar la utilización de los distintos almacenamientos de gas, con riesgo de interferencias económicas. Tampoco parece necesario, pues no se ha demostrado, ni la necesidad del almacenamiento como producto, ni se ha probado que genere más ingresos para el sistema. En todo caso, esta medida debería estar desarrollada en el marco del RD 949/2001.

5. Sobre el Artículo 4 de la Propuesta indicar que la eliminación del derecho a retribución que recoge para aquellas instalaciones de transporte que se construyan para conectar con instalaciones de distribución debería ser recogida mediante clarificación del Artículo 2 del Real Decreto 326/2008. A efectos de una mayor clarificación, se propone incluir una definición de qué es una posición de gasoducto y sus diferentes posibilidades de modificación. Se propone una fórmula para establecer, para cada nueva posición, el valor unitario de inversión que corresponda.
6. Sobre el Artículo 5, debe señalarse la necesidad de explicitar que la instalación original y la modificación son instalaciones diferenciadas a efectos del sistema retributivo, así como la conveniencia de hacer referencia a todos los posibles casos de ampliaciones de EC, ERM y posiciones y cómo deben tratarse retributivamente.
7. Sobre el Artículo 6 y Disposición Transitoria Primera, se destaca la conveniencia de establecer medidas complementarias que fomenten la distribución geográfica eficiente de los nuevos centros de mantenimiento, de tal forma que la distancia mínima entre dos centros de mantenimiento de una misma empresa transportista sea de 150 km medidos sobre el camino más corto entre ambos centros.
8. Respecto al Artículo 7, que regula los incentivos a la reducción de mermas en las instalaciones de transporte, esta Comisión subraya nuevamente la necesidad de establecer un único procedimiento de fijación de las mermas en todas las instalaciones, del cálculo de las mismas y de su saldo, su reparto y los incentivos para los operadores. Dado que la CNE está elaborando una propuesta en este sentido, se propone incluir en la Orden Ministerial que se publicará este procedimiento en un plazo de seis meses.
9. En relación con el Artículo 8, el texto informativo propuesto a incluir en la factura de los consumidores que superen el umbral de consumo de la TUR no informa al consumidor correctamente sobre la regulación aplicable a estos supuestos. Además, el texto informativo a incluir en las facturas del CUR ya está regulado en el artículo 2.7 del Real Decreto 104/2010, de mayor rango normativo.

La creación de un listado en la OCSUM de estos consumidores, que facilite la realización de ofertas a precio libre por parte de todos los comercializadores, también

está ya regulada, con mayor detalle y de forma común para gas y electricidad, en la Disposición Adicional Tercera del Real Decreto 647/2011.

10. Sobre el Artículo 9 y Anexos I y II, indicar que es conveniente modificar el artículo 4.1 de la ITC 3994/2006, en el sentido de que el valor reconocido de la inversión por cada elemento de inmovilizado (VI_i) en cada planta autorizada de forma directa se calculará como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditada, más el 50% de la diferencia entre el valor resultante de la aplicación de los valores unitarios vigentes, tanto si la diferencia es positiva como si es negativa. Asimismo, indicar la necesidad de adaptar la redacción del Artículo 9 al objeto de integrar la nueva estructura de unidades de inversión en plantas de regasificación en la filosofía de la Orden ITC/3994/2006 para evitar conflictos interpretativos, estableciendo la metodología de cálculo del valor de la inversión a reconocer aplicando las nuevas unidades de inversión. Para ello, se propone dividir el Artículo 9 en dos artículos, uno relativo a la descripción de las unidades de inversión en plantas de regasificación y cómo se calcula el valor de inversión, y otro relativo a los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento, y su actualización. Se propone introducir nuevos Anexos II, III y IV para introducir los elementos incluidos en las unidades de inversión de una planta de regasificación (Anexo II), la vida útil de las unidades de inversión de una planta de regasificación (Anexo III), y la tabla resumen de auditoría de las naturalezas de costes de las unidades de inversión (Anexo IV).
11. En relación con el Artículo 10, se considera que el término de conducción que debe ser aplicado a los consumidores suministrados mediante planta satélites debe formar parte de una metodología global para el establecimiento de peajes y cánones de acceso, que de acuerdo con la Directiva 2009/73/CE debería ser elaborada por la CNE. Por ello, se propone eliminar el artículo 10 de la propuesta de Orden.
12. En relación con el incremento de las obligaciones de mantenimiento de existencias de seguridad (Artículos 11, 12 y Disposición Transitoria Segunda), se destaca que:
- e) El incremento de las obligaciones de mantenimiento de existencias (del 75%) supone un incremento importante de costes para los usuarios del sistema español. Estas obligaciones no se justifican por razones de seguridad de suministro, ya que el sistema gasista español es uno de los mejor preparados de Europa para hacer

frente a eventuales problemas de abastecimiento en la cadena de suministro de gas.

- f) La habilitación del Real Decreto 1716/2004 al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar la cuantía de las existencias de seguridad, no puede ir más allá de lo regulado en la Disposición Transitoria Novena de la Ley 12/2007, que impide extender la obligación de mantenimiento de existencias de carácter operativo más allá del 1 de enero de 2012.
- g) En el resto de la Unión Europea, el modelo de contratación de los almacenamientos está basado en el libre mercado, y no en la obligación de mantenimiento de existencias mínimas. El incremento de capacidad derivado de la puesta en marcha de nuevos almacenamientos del sistema gasista debería ofrecerse como herramienta operativa en la modulación estacional o diaria del consumo, para su contratación de manera voluntaria por los comercializadores interesados. De esta manera, es el propio mercado (cada comercializador) el que debe decidir cuál es la mejor combinación de estrategias³⁸ para atender la estacionalidad de la demanda de gas de sus clientes.
- h) Como alternativa, la CNE propone incrementar el nivel de las existencias estratégicas de seguridad a 20 días a mantener todo el año en almacenamientos subterráneos (en lugar de los 10 días estratégicos y 10 operativos que hay en la actualidad), y ofrecer la capacidad remanente de los nuevos almacenamientos para su contratación de manera voluntaria por los comercializadores en condiciones de libre mercado (subasta).

13. Respecto al Artículo 13 y la necesidad de que los comercializadores disponer al día siguiente de la información del balance, se propone que en el plazo de tres meses se procedimente, dentro de las NGTS, cómo los distribuidores y transportistas realizarán los repartos y balances de sus redes. Se considera que el papel que encomienda la Propuesta al GTS va más allá de lo que deben ser sus atribuciones, debiendo de ser los operadores los que asuman las responsabilidades del balance de sus redes.

³⁸ Como alternativa a almacenar gas en el periodo estival para consumirlo en invierno, el comercializador puede optar por realizar contratos de aprovisionamiento que incorporen mayor flexibilidad estacional en las entregas de gas o acudir al mercado de spot de GNL internacional o a otros mercados spot de Europa.

14. Sobre las Disposiciones Adicional Primera y Segunda y sobre la Disposición Final Segunda de la Propuesta, indicar la conveniencia de adecuar la documentación a anexar a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo de instalaciones de AASS (nuevo apartado 5). Por otro lado, en vez de lo recogido en el apartado 4.4 de la Disposición Adicional segunda de la Propuesta, relativo a una rentabilidad de al menos 300 puntos básicos sobre el WACC (que puede entrar en contradicción con lo ya establecido en el Artículo 9 de la ITC 3994/2006), se propone una mejor redacción del actual redactado del Artículo 9 de la ITC 3995/2011, dado que lo dispuesto actualmente en él es genérico e impreciso en términos de remuneración, ya que tiene múltiples soluciones. Por tanto, si no es posible una redacción más concreta de lo que se pretende realizar y como alcanzarlo, se propone indicar que habrá un desarrollo regulatorio posterior que lo concretará.
15. Sobre la Disposición Adicional Cuarta, que reconoce la retribución devengada en los ejercicios 2002-2006 de diversas instalaciones del AASS de Serrablo puestas en marcha entre 2002 y 2004, esta Comisión considera conveniente la medida. No obstante, al calcular la retribución anual a satisfacer, se ha encontrado una diferencia de 22.782,21 € extra a favor de Enagás, S.A., entre el total pendiente de liquidar por este concepto expuesto en la Propuesta de Orden, 4.799.979 €, y el calculado por esta Comisión, 4.822.761,21€.
16. Se propone la eliminación de la Disposición Final Primera, que establece la existencia de fechas de descarga de buques vinculantes en la programación anual de las plantas de GNL con el fin de garantizar las entradas mínimas al sistema. El procedimiento que se propone deja al GTS organizar con más de un año de antelación las entradas de GNL al país, dejando un margen que puede ser reducido a los agentes del mercado. Previamente al establecimiento de una regulación en este sentido, sería necesario analizar con mayor profundidad este problema, técnica y regulatoriamente, para establecer mecanismos que garanticen los objetivos que se persiguen con esta Disposición, sin menoscabar la dinámica del mercado.
17. Se considera adecuada la inclusión de la fórmula de cálculo de prorrateo de los peajes de la Disposición Final Tercera.1, que ya había sido propuesta por la CNE en una consulta reciente.

18. Se considera conveniente la corrección que se realiza en la Disposición Final Tercera.2, que modifica las cifras de retribución del año 2011 por la actividad de distribución de las empresas Tolosa Gas, S.A. y Naturgas Energía Distribución, S.A., al detectar dentro de las partidas a retribuir por la actividad de distribución en el año 2000 la inclusión del coste de adquisición de gas para su venta al mercado a tarifa, cuando era un coste que recuperaba la empresa a través de la venta de gas. No obstante, al calcular el importe a minorar de la retribución anual de estas empresas, se ha encontrado una diferencia global de 11.460 € entre las cantidades expuestas en la Propuesta de Orden, 980.755 €, y el calculado por esta Comisión, 992.215 €, que habría que minorar con carácter adicional.

Por otra parte, señalar que aunque su incidencia en este caso es pequeña, debería haberse recalculado la retribución de toda la actividad de distribución para el año 2011, porque los precios que se aplican a los incrementos de clientes y ventas se determinan a partir de la retribución base actualizada. Por tanto, al variar una parte de ella, se modificarían los valores unitarios a aplicar, y, por consiguiente, los valores de retribución de cada una de las empresas para el año 2011 y siguientes.

Por ello, y para evitar estos problemas, se recomienda que las modificaciones de estas características se realicen en el momento de la revisión de la retribución anual de la actividad de distribución.

19. Se considera conveniente las correcciones de la Disposición Final Tercera.3, 4 y 5 que modifican la retribución de Transportista Regional del Gas y Endesa Gas Transportista, al haber detectado errores en la retribución a cuenta recogida en el apartado 5 del Anexo IV de la Orden ITC/3354/201. No obstante, al calcular el importe de la modificación de la retribución anual se ha encontrado una diferencia de 40.225,14 € en la retribución de los activos de Transportista Regional de Gas S.A., entre la cantidad de la Propuesta de Orden de 200.975,76 €, y la calculada por esta Comisión de 160.750,62 €, por lo que habría que minorar la retribución de Transportista Regional de Gas S.A.

20. Se considera conveniente las correcciones de la Disposición Final Tercera.6 que modifica la retribución de ENAGAS para el año 2011 por diversos errores. Esta Comisión, en términos generales, considera conveniente las medidas adoptadas, no

obstante, al calcular el importe de la modificación de la retribución anual se ha encontrado una diferencia de 254.023,9 € en la retribución de los activos de Enagás S.A., entre la cantidad de la Propuesta de Orden, 283.922,15 €, y la calculada por esta Comisión, 29.898,25 €, que habría que minorar a la retribución de Enagás.

21. Se propone la incorporación de un nuevo apartado 7º en la Disposición Final Tercera que permita modificar la retribución de NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE, SAU, al detectar un error en el cálculo de la retribución definitiva de dos de sus instalaciones. La modificación supone reducir en 21.333,77 € la retribución anual de NATURGAS.