



Comisión  
Nacional  
de Energía

# **INFORME SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL**

## **PARTE IV**

### **MEDIDAS SOBRE EL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL**

7 de marzo de 2012



## INDICE

### PARTE IV. MEDIDAS SOBRE EL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

<b>0. RESUMEN DE LAS MEDIDAS RELACIONADAS CON MEJORAS EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL</b> .....	<b>3</b>
<b>I. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN EXISTENTE EN EL MERCADO MAYORISTA DEL GAS NATURAL</b> .....	<b>3</b>
<b>II. MEDIDAS PARA LA MEJORA DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL</b> .....	<b>8</b>
1. Medidas para la creación de un mercado organizado de gas natural .....	9
1.1. Modificación de la Ley de Hidrocarburos para introducir el mercado organizado de gas y la figura del Operador de Mercado .....	9
1.2. Designación del operador de mercado de gas .....	10
1.3. Elaboración y aprobación de las reglas de funcionamiento del mercado.....	10
1.4. Medidas de fomento de la liquidez del mercado.....	10
2. Medidas complementarias de desarrollo del mercado y fomento de la competencia. ....	12
2.1. Contratación desagregada de los términos de reserva de capacidad y de conducción .....	12
2.2. Estandarización de los modelos de contrato de acceso (sin permitir cláusulas particulares).....	13
2.3. Mejora de los plazos de contratación de acceso. Establecimiento de un mecanismo de contratación electrónica on-line de la capacidad disponible .....	13
2.4. Eliminación de las penalizaciones por infrautilización de capacidad.....	13
2.5. Limitación del análisis de viabilidad zonal .....	14
2.6. Mejora de los plazos y la calidad de realización del balance de gas (paso del balance n+2 a n+1).....	14
<b>III. MEDIDAS RELACIONADAS CON LA OPERACIÓN DEL SISTEMA GASISTA</b> .....	<b>14</b>
<b>IV. MEDIDAS PARA MEJORAR LA CAPACIDAD DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL</b> .....	<b>18</b>
1. Atribución explícita a la CNE de la competencia atribuida a las autoridades reguladoras en el artículo 41.4.b) de la Directiva 2009/73/CE.....	18
2. Mejora de la capacidad de supervisión de los mercados, especialmente no organizados, por parte de la CNE. Adaptación del Reglamento (UE) 1227/2011 sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT). ....	18

## **PARTE IV. MEDIDAS SOBRE EL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL**

### **0. RESUMEN DE LAS MEDIDAS RELACIONADAS CON MEJORAS EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL**

Como principal medida en el sector gasista, se propone la creación de un mercado organizado de gas natural (hub). El nivel de desarrollo de las infraestructuras de la red básica de gas natural, la regulación sectorial y el grado de madurez y competencia del mercado español de gas, hacen posible y recomendable desarrollar un hub de gas que dote de flexibilidad y liquidez a la gestión del gas natural, estimule la competencia y permita la aparición de un precio transparente del gas natural en España. , como objetivo a alcanzar a medio plazo, los reguladores europeos han establecido un modelo de mercado europeo del gas (target model) basado en zonas de balance, al menos de ámbito nacional, con mercados organizados (hubs), interconectados a través de sistemas de peaje de entrada y salida de contratación independiente.

Además, en este documento se identifican las medidas reglamentarias necesarias para fomentar el desarrollo y la liquidez del mercado de gas natural, que tienen por objeto principalmente facilitar la contratación del acceso, la gestión del balance de gas y la adaptación de las normas de gestión técnica del sistema a los nuevos desarrollos reglamentarios europeos.

Es necesario acelerar la implantación de estas medidas no solo para mejorar el funcionamiento del mercado de gas natural español, sino también para permitir su integración en Europa.

### **I. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN EXISTENTE EN EL MERCADO MAYORISTA DEL GAS NATURAL**

La producción nacional de gas es muy reducida, por lo que España debe abastecer la casi totalidad de su demanda de gas mediante importaciones. En el mercado primario de aprovisionamiento de gas, de dimensión en principio supra-nacional, aunque condicionado por las características propias del sistema español, sigue siendo relevante el peso del GNL durante el periodo analizado, alcanzando el 75,4% en 2010, con una estructura de importaciones generalmente más diversificada que la de otros países europeos. Los contratos de importación son en gran parte contratos bilaterales de largo plazo (en 2010 los contratos de duración residual de al menos 10 años representaban el 79% del total, los de entre 1 y 10 años el 19% y los de hasta 1 año el 2%). En este mercado GAS NATURAL permanece como el principal proveedor, aunque reduce su cuota del 52% en 2007 al 44% en 2010 (de acuerdo con el compromiso de autonomía establecido por la decisión de la CNC, esta cuota no incluye los contratos de aprovisionamiento de UNIÓN FENOSA GAS, que ostentaba en 2010 una cuota del 14,7%). Los demás proveedores con mayores cuotas fueron IBERDROLA (10,6%), ENDESA (8,5%) y CEPSA (5,2%), variando apenas sus cuotas en el periodo considerado.

Una gran parte de las importaciones de gas se realizan por barco, en forma de GNL, para lo cual España dispone de una infraestructura de seis plantas de regasificación ubicadas en Huelva, Cartagena, Sagunto, Barcelona, Bilbao y Mugaros, con una capacidad nominal de unos 60 bcm al año.

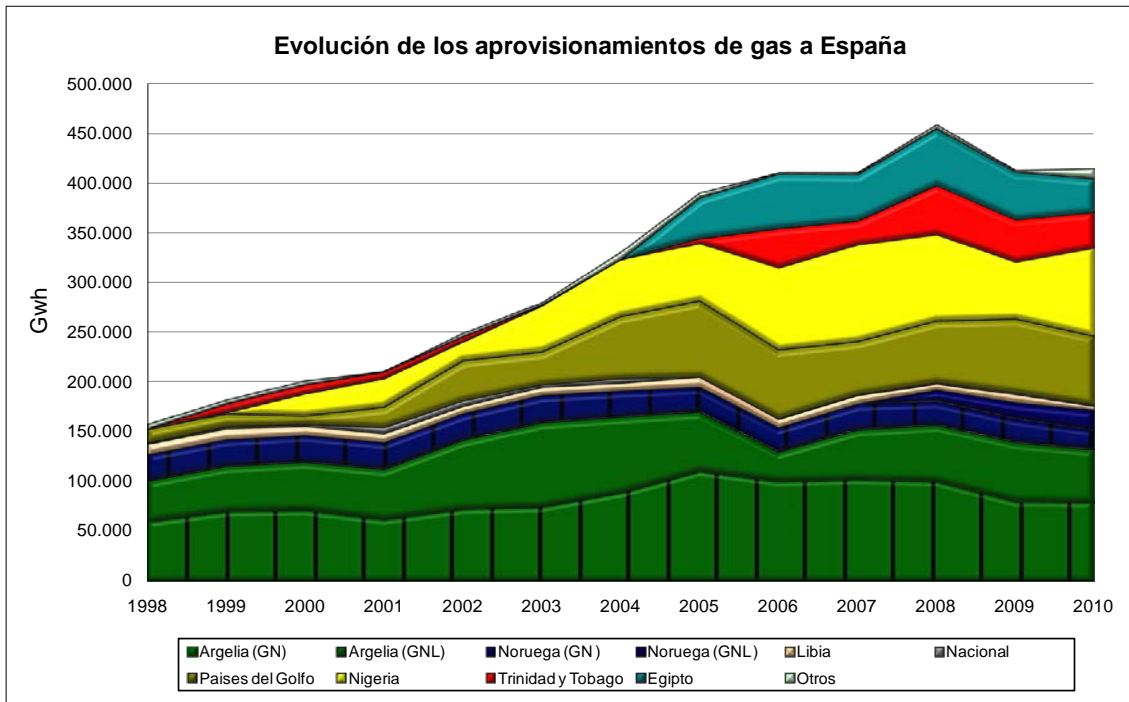
El sistema gasista español dispone de dos gasoductos de conexión con los campos de producción de Argelia, uno de ellos a través de Marruecos (el Gasoducto del Magreb), con 12 bcm/año de capacidad (8 para España y 4 para Portugal), y otra conexión directa entre Argelia y Almería, (Gasoducto Medgaz) con 8 bcm/año de capacidad y puesta en servicio en abril de 2011.

Además, el sistema español está conectado con la red de Portugal, a través de las interconexiones de Tui y de Badajoz, y con la red de Francia, a través de las interconexiones de Larrau y de Irún. Hay dos almacenamientos subterráneos en servicio (Gaviota y Serrablo) con una capacidad disponible de 28.070 GWh y en el año 2012 se van a poner en servicio tres nuevos almacenamientos subterráneos (Yela, Castor y Marismas), que suponen que la capacidad disponible pase a ser de 36.953 GWh.

Las importaciones por gasoducto fueron en 2010 de 8,8 bcm, equivalentes al 25% del total de importaciones. Los países de origen de las importaciones de gas natural por gasoducto son Argelia y Noruega. Cabe destacar que en el año 2011 y tras la puesta en servicio del gasoducto internacional MEDGAZ, el porcentaje recibido por gasoducto puede alcanzar el 30%

Las importaciones de GNL fueron de 26,8 bcm, lo que representa un 75% del aprovisionamiento. En total descargaron en España 426 buques metaneros en 2010. El origen de los aprovisionamientos de gas es de los más diversificados de Europa. A lo largo de 2010, el mercado español se abasteció de un conjunto de catorce países. El principal suministrador de España es Argelia, con un porcentaje del 32%, seguido de Nigeria, con una cuota del 20%, Qatar (16%), Noruega (9%), Trinidad y Tobago (8%) y Egipto (8%), como principales países aprovisionadores.

**Gráfico 1. Evolución de los aprovisionamientos de gas a España, por países de origen**



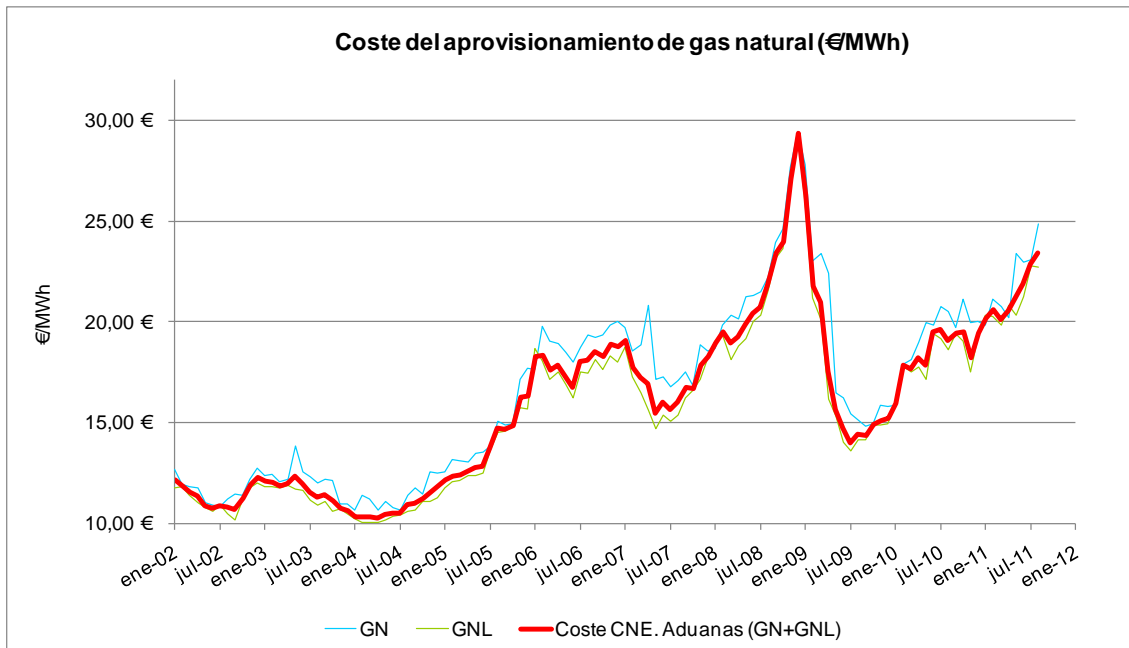
Fuente: CNE, Circular 4/2008

Una gran parte de los contratos de aprovisionamiento de las compañías comercializadoras con los productores de gas se realizan a través de contratos a largo plazo, en los que el precio del gas está habitualmente referenciado a la cotización del petróleo.

En el año 2010 es especialmente reseñable el crecimiento del mercado global de GNL, cuya producción creció en torno a un 20% con la puesta en marcha de una nueva planta en Perú y la expansión de la capacidad de licuefacción en Qatar, y por otro lado, el aumento de la producción de gas no convencional en EE.UU. que ha hecho rentables reexportaciones de gas natural desde EE.UU. a otros mercados. Todo ello, combinado con la débil demanda de gas motivado por la crisis económica de Europa, ha provocado que los mercados spot de gas europeos presenten precios por debajo de los costes de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo.

La CNE elabora y publica un índice de referencia del coste de las importaciones de gas, basado en los costes declarados en la aduana española, que muestran una gran correlación con los precios del petróleo.

**Gráfico 2. Índice de coste de aprovisionamiento de gas en frontera, elaborado por la CNE**



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia de la CNE

Por otra parte, no existe un mercado organizado de gas en España. Las operaciones de compra – venta de gas se realizan mediante contratos bilaterales (mercado OTC) entre comercializadores. Los volúmenes de estas transacciones se tienen que declarar, a efectos de realización del balance de gas de cada usuario, en la plataforma electrónica MS-ATR de ENAGAS, que por lo tanto permite conocer el volumen y número de operaciones de compra –venta de gas, pero no permite conocer el precio de las mismas.

El mercado secundario de gas, de dimensión como máximo nacional, basado en la plataforma electrónica de ENAGAS, sigue aumentando en volumen y número de intercambios. La cantidad total intercambiada pasó de 443.909 GWh en 2007, un 8% superior a la demanda del año, a 1.004.682 GWh, un 150% mayor que la demanda en 2010. El número de transacciones continúa también su línea ascendente, pasando de 5.430 en 2007, a 39.172 en 2010. A pesar de esta importante evolución, y del número elevado de participantes con cuotas relativamente simétricas, este mercado no se ha desarrollado todavía hacia un formato organizado con precios transparentes.

Una gran parte de estas transacciones se producen por razones operativas de optimización y gestión de existencias y de balance de gas en el sistema, ya que en general, las compañías comercializadoras que operan en España cubren la mayoría de sus ventas finales de gas a través de sus contratos de aprovisionamiento internacionales.

En definitiva, el mercado mayorista de gas en España no se ha desarrollado todavía hacia un formato organizado, con un mercado spot con precios transparentes, como ya ha ocurrido en los principales países europeos (Reino Unido, Holanda, Bélgica, Francia y Alemania).

Por último, cabe reseñar unas condiciones de disponibilidad y acceso a las infraestructuras comparativamente favorables con respecto a otros países europeos: entre 2011 y 2014 la capacidad disponible para contratar en las plantas de regasificación se sitúa en el entorno del 38-60% de la capacidad total y en los gasoductos es del 28-40% para el mismo periodo. Además, los peajes de transporte y distribución incluyen el derecho a la utilización de un almacenamiento operativo correspondiente a medio día de la capacidad de transporte y distribución contratada (este tipo de flexibilidad no se ofrece generalmente en otros sistemas gasistas europeos). Adicionalmente, se espera un incremento de la capacidad de interconexión con Francia, hasta un total de 7,5 bcm/año en 2015, aún cuando no hubo demanda suficiente para decidir la construcción del gasoducto MIDCAT.

Una situación de exceso de oferta está empezando a caracterizar también la disponibilidad de almacenamiento subterráneo, que, considerada escasa hasta 2008, no ha representado un problema en tiempos más recientes, dada la situación de depresión de demanda.

La puesta en marcha de tres nuevos almacenamientos en 2012 (Castor, Yela y Marismas) hace que la capacidad de almacenamiento subterráneo en España pase de 28 TWh a 36,7 TWh. Teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL (unos 23 TWh), la capacidad total del almacenamiento en España se incrementa desde 52 TWh en 2010 hasta unos 61 TWh en 2012, lo que representa en torno al 16 % de la demanda anual de gas, muy próximo a la media europea, que está en el 18% de la demanda anual, porcentaje que se alcanzará en España en los años siguientes, una vez esté disponible en su totalidad la capacidad de almacenamiento de Yela.

**Cuadro 1. Capacidad de almacenamiento de gas en Europa, incluido GNL y almacenamiento subterráneo**

	Capacidad Almacenamiento en 2010 (incluido GNL y subterráneo)	
	Capacidad Existente (en TWh)	% Capacidad almacenamiento sobre consumo anual
Alemania	232,4	24,7%
Italia	154,9	17,6%
Francia	146,9	26,7%
Austria	83,0	81,4%
Hungría	64,1	51,0%
Reino Unido	63,4	5,9%
<b>España (2010)</b>	<b>51,8</b>	<b>12,8%</b>
<b>España (2012)</b>	<b>60,5</b>	<b>16,1%</b>
Holanda	51,8	11,3%
Republica Checa	34,2	34,8%
Rumania	32,4	21,5%
Eslovaquia	29,5	44,8%
Letonia	23,4	138,1%
Polonia	18,0	10,9%
Dinamarca	11,9	23,9%
Belgica	10,6	4,9%
Portugal	3,9	6,7%
Bulgaria	3,7	12,2%
Irlanda	2,6	4,3%
Grecia	0,9	2,2%
Suiza	0,1	0,6%
<b>Total</b>	<b>1.019,5</b>	<b>18,0%</b>

Fuente: Prospex Research. European Gas Report.

## II. MEDIDAS PARA LA MEJORA DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

El nivel de desarrollo de las infraestructuras de la red básica de gas natural, la regulación sectorial y el grado de competencia del mercado español de gas, hacen posible y recomendable el desarrollar un hub de gas que dote de flexibilidad y liquidez a la gestión del gas natural, estimule la competencia y permita la aparición de un precio transparente del gas natural en España. Por ello, como principal medida en el sector gasista, se propone la creación de un mercado organizado de gas natural.

En un segundo apartado, se proponen medidas regulatorias complementarias para eliminar las barreras técnicas y administrativas que obstaculizan el desarrollo de los



mercados de gas y de capacidad, incluyendo mejoras en la contratación del acceso y en la gestión técnica del sistema.

En tercer lugar, se proponen medidas de adaptación de la regulación española a los reglamentos y códigos de red europeos.

## **1. Medidas para la creación de un mercado organizado de gas natural**

El modelo de mercado europeo del gas (“gas target model”) establecido por el grupo de reguladores europeos ERGEG, como objetivo a alcanzar a medio plazo, consiste en un mercado europeo del gas basado en zonas de balance, al menos de ámbito nacional, con mercados organizados (hubs), interconectados a través de sistemas de peaje de entrada y salida de contratación independiente.

La principal medida que se propone en relación con el mercado mayorista de gas es la creación de un hub de gas, es decir, de un mercado organizado de gas natural, que permita la realización de compra – ventas de gas y permita disponer de una referencia diaria del precio del gas en España (mercado spot de gas).

En el mercado español ya se dan actualmente los requisitos para el desarrollo de un Hub gasista, con servicios similares a los existentes en los principales mercados de gas europeos.

Estos requisitos son la disposición de un número suficiente de competidores (hay más de 15 grupos empresariales activos en el mercado de comercialización), de tres o más fuentes de aprovisionamiento diferentes (España importa gas de más de 10 países distintos) y un tamaño de mercado superior a 20 bcm (el mercado español está en torno a 34 – 35 bcm).

En abril de 2010, la CNE ya propuso al Ministerio una hoja de ruta para el desarrollo de este mercado del gas, que fundamentalmente se desarrolla en cuatro etapas (primera, modificación de la LH; segunda, designación del operador de mercado; tercera, elaboración y aprobación de las reglas de funcionamiento del mercado; y cuarta, inicio de la operativa del mercado con las compras de gas de operación para garantizar un mínimo de liquidez). A continuación se explican las cuatro etapas propuestas:

### **1.1. Modificación de la Ley de Hidrocarburos para introducir el mercado organizado de gas y la figura del Operador de Mercado**

Tipo de actuación: Modificación de la Ley de Hidrocarburos<sup>1</sup>.

La redacción de esta modificación ya estaba incluida como parte del articulado del anteproyecto de Ley para transponer la Tercera Directiva Europea del gas, decaído al concluir anticipadamente la anterior legislatura. Habría que volver a proponer esta modificación a las Cortes del Estado, para la modificación de la Ley 34/1998.

El objetivo es la creación de un mercado organizado de gas spot para la realización de operaciones de compra venta de gas natural en el punto de balance del sistema a través de una plataforma electrónica y con precios transparentes, con productos y servicios similares a los proporcionados por otros hubs de gas europeos.

---

<sup>1</sup> Ver la propuesta de articulado realizada por la CNE en su informe al anteproyecto de Ley de transposición de la tercera directiva de gas

En consecuencia, se propone de manera prioritaria y urgente la modificación de la Ley de Hidrocarburos al efecto.

## **1.2. Designación del operador de mercado de gas**

Tipo de actuación: Modificación de la Ley de Hidrocarburos o Real Decreto

Una de las etapas críticas del proceso es la designación de un operador del mercado, del cual debe garantizarse la profesionalidad y la independencia respecto a los agentes que intervienen en el mercado.

Además, se debe regular su esquema de financiación así como la entidad supervisora del mismo, que de acuerdo con las Directivas Europeas, debe ser la CNE en su calidad de organismo regulador independiente de los mercados energéticos.

## **1.3. Elaboración y aprobación de las reglas de funcionamiento del mercado**

Tipo de actuación: Nuevo Real Decreto, con los principios generales de funcionamiento del mercado de gas y Resoluciones de la CNE para las reglas del mercado.

El Operador de Mercado de Gas deberá elaborar, en colaboración con el Gestor Técnico del Sistema y los agentes del mercado la propuesta de reglas de funcionamiento del mercado, para su aprobación por la Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador y supervisor del mercado.

Las reglas de funcionamiento del mercado deben establecer las condiciones que deben cumplir los agentes que deseen participar en el mercado, las características de los productos a negociar, los mecanismos de casación y liquidación y la información que deberán comunicar al Operador del Mercado y al Gestor Técnico del Sistema, a los efectos de asegurar el correcto funcionamiento del sistema gasista.

Los sujetos que participen en el mercado organizado de gas natural formalizarán un contrato marco de adhesión a las reglas de operación.

## **1.4. Medidas de fomento de la liquidez del mercado**

El éxito en el desarrollo del mercado se requiere establecer medidas de fomento de la liquidez, así como eliminar las barreras técnicas y administrativas en la contratación del acceso y en la gestión técnica del sistema que obstaculizan el desarrollo del mercado.

Como medidas de fomento de la liquidez se proponen las siguientes:

- **Realización de las compras del gas de operación a través del mercado:** Para fomentar la liquidez del mercado y su fiabilidad a la hora de establecer señales de precios, se deberían incorporar obligaciones de compra de gas impuestas a determinados agentes como los transportistas en sus necesidades de gas de operación o de gas talón, o a los comercializadores de último recurso. Estas compras se deberían realizar a través de la plataforma del mercado organizado.

Tipo de actuación: Elaboración y aprobación del protocolo de mercado. Este

mecanismo debe implantarse simultáneamente con la apertura del mercado organizado, para asegurar un mínimo de liquidez. Si bien este volumen de gas es reducido, al menos permitirá obtener algunas referencias quizás puntuales, de precios. La supervisión de un mercado con poca liquidez es relevante ya que además bajo este esquema cabe la posibilidad que los compradores (transportistas) no sean sensibles al precio (en caso que el coste de la adquisición sea reconocido).

- **Realización del balance de gas a través del mercado:** Debe cambiarse la filosofía del balance del sistema, desde el actual sistema basado en penalizaciones por desbalance hacia un sistema de mercado, en el que los agentes deben realizar compra – ventas de gas (en el mismo día de gas) para mantener su situación de balance. Los desequilibrios que no sean corregidos por los usuarios deben corregidos por el GTS también a través de compra- ventas en el mercado.

Tipo de actuación: Elaboración y aprobación del protocolo de mercado; adaptación de las NGTS y eliminación de las penalizaciones actuales por desbalance.

Dada la complejidad de este paso, se recomienda que este mecanismo se implante en una segunda fase, unos meses después de la apertura del mercado organizado, una vez que se alcance un grado suficiente de liquidez en el mismo.

- **Impulsar la aparición de creadores de mercado (“market maker”):** Un market maker es una empresa que se compromete a introducir, todos los días y de manera simultánea, órdenes de compra y venta de uno de los productos del mercado, con total libertad para fijar el precio, pero con la obligación de mantener un diferencial máximo (“spread”) entre las órdenes de compra y de venta.

Tipo de actuación: Se propone analizar un mecanismo voluntario basado en incentivos a los comercializadores que quieran ofrecer el servicio de creador de mercado (como alternativa recomendada). Cabe la posibilidad de valorar el empleo de otras herramientas regulatorias para el impulso del mercado. En este sentido, cualquier medida deberá ser naturalmente proporcionada, y con el objetivo de “promover la competencia efectiva y asegurar el adecuado funcionamiento del mercado”, en los términos que la normativa europea establece. Debe tenerse en cuenta que la falta de liquidez y transparencia de los mercados obstaculiza la asignación eficiente de recursos, la atenuación de riesgo y la entrada de nuevos operadores.

En una segunda fase, una vez se consolide el mercado de gas spot, se podrá analizar el desarrollo de un mercado de futuros o de otros productos derivados. Asimismo, en base a la experiencia obtenida en el mercado de energía eléctrica, la CNE deberá tener herramientas adecuadas para la supervisión de la negociación a plazo de gas natural que pudiera realizarse de forma bilateral por los agentes (con o sin la participación de agencias de intermediación) en el mercado no organizado.

## 2. Medidas complementarias de desarrollo del mercado y fomento de la competencia.

El desarrollo del mercado de gas se debe complementar con un conjunto de actuaciones regulatorias para eliminar barreras técnicas y administrativas que obstaculizan el desarrollo del mercado. Estas medidas requieren la modificación de algunos aspectos del Real Decreto 949/2001, relativos a la contratación del acceso, así como de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

### 2.1. Contratación desagregada de los términos de reserva de capacidad y de conducción

Tipo de actuación: Modificación RD 949/2001

Para desarrollar mercados de gas y capacidad resulta fundamental que tanto el gas como la capacidad puedan comercializarse independientemente de su ubicación en el sistema y sin restricciones. Para ello, el Reglamento europeo prevé que los usuarios de la red tengan libertad para reservar capacidad de entrada y de salida independientemente, de acuerdo con un modelo de contratación de acceso entrada – salida desacoplado.

#### Esquema de modelo de contratación de conducción de gas entrada – salida



La contratación desagregada debe permitir que un consumidor contrate directamente el peaje de salida desde el punto de balance hasta su punto de suministro, pudiendo realizar todas o parte de sus compras de gas a través del mercado organizado. Igualmente, permite que un comercializador venda gas o compre gas para llevarlo a otro país) en el punto de balance, pero sin tener contratos de suministro con consumidores finales.

Para ello, habría que modificar la definición de los servicios básicos del acceso al sistema de transporte y distribución, definidos en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, para permitir la contratación desagregada e independiente de capacidad desde las entradas del sistema hasta el punto de balance o desde el punto de balance hasta las salidas del sistema<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> El primer párrafo del artículo 31 del Real Decreto 949/2001 quedaría redactado como sigue:

El uso del sistema de transporte y distribución se divide en los siguientes servicios básicos, permitiéndose la contratación desagregada e independiente de dichos servicios:

- a) Término de entrada o de reserva de capacidad (Trc)- Incluye el servicio de transporte del gas desde el punto de entrada al sistema de transporte hasta el almacenamiento operativo comercial del sistema de transporte de gas en España.

## **2.2. Estandarización de los modelos de contrato de acceso (sin permitir cláusulas particulares)**

Tipo de actuación: Modificación RD 949/2001 para recoger la obligación de estandarización y Resolución para aprobar los modelos de contrato a propuesta de la CNE

Es necesaria la elaboración de contratos de acceso marco estandarizados para los servicios de entrada y salida del sistema, que no permitan la introducción de cláusulas particulares por parte de transportistas o comercializadores.

La eliminación de las cláusulas particulares fomenta el mercado secundario de capacidad, agiliza el traspaso de los contratos de capacidad de unos a otros usuarios, y facilita la interpretación de los mismos en caso de disputas, que en muchos casos vienen generadas por la aplicación de estas cláusulas no estándares (como los tratamientos especiales de los periodos de prueba).

## **2.3. Mejora de los plazos de contratación de acceso. Establecimiento de un mecanismo de contratación electrónica on-line de la capacidad disponible**

Tipo de actuación: Modificación de los plazos de contratación en el RD 949/2001.

La estandarización de los contratos de acceso debe permitir también una mejora en los plazos de contratación del acceso, y permitir la contratación electrónica de la capacidad disponible de manera “on – line”. Los plazos actuales de contratación deberían reducirse hasta permitir la realización de contratos diarios hasta el día anterior al día de gas. Lo que está en línea con los desarrollos europeos de asignación de capacidad en el día de gas.

## **2.4. Eliminación de las penalizaciones por infrautilización de capacidad**

Tipo de actuación: Modificación RD 949/2001.

La regulación del acceso española establece una importante penalización económica por la infrautilización de capacidad si la utilización no supera el 80% de la capacidad contratada en los primeros seis meses del contrato. Esta regulación se redactó en el año 2002 para resolver una situación de acaparamiento de capacidad, pero no tiene utilidad en la situación actual de exceso de capacidad del sistema español, y su mantenimiento constituye una barrera muy importante a la contratación y al desarrollo del comercio de capacidad, teniendo en cuenta que muchas instalaciones tienen un grado de utilización inferior al 50% de su capacidad.

Adicionalmente, la regulación española requiere, como requisito previo a la contratación del acceso, el depósito de un aval por el importe de la posible penalización, para el cobro automático de la misma en caso de incumplimiento, lo que encarece innecesariamente los costes, la gestión y los plazos de la contratación del acceso.

- 
- b) Término de salida o de conducción (Tc) – Incluye el servicio de transporte y distribución del gas desde el almacenamiento operativo comercial del sistema de transporte hasta su entrega en las conexiones internacionales del sistema de transporte o en los puntos de suministro. Este término se diferenciará en función de la presión de diseño a la que se conecten las instalaciones del consumidor cualificado”

Por ello, a efectos de eliminar barreras y de facilitar la operativa del mercado de capacidad, debe suprimirse la penalización económica por infrautilización de la capacidad contratada durante los seis primeros meses, aunque, pueda mantenerse el mecanismo de uso o pérdida de capacidad en caso de congestión contractual y no física.

## **2.5. Limitación del análisis de viabilidad zonal**

Tipo de actuación: Modificación RD 949/2001

De acuerdo con el Reglamento Europeo 715/2009, la contratación de capacidad de acceso a la red (ya sea contratación de entrada o la contratación de capacidad de salida) se debe realizar de manera independiente, y no puede basarse en los caminos contractuales que realiza el gas de un comercializador. En este sentido, es preciso limitar el análisis de viabilidad zonal al estrictamente necesario para garantizar la factibilidad técnica de la operación del sistema. Por ello, se propone limitar el análisis de viabilidad a aquellos suministros destinados a consumidores de más de 15 GWh/día, propuesta que ya fue incluida en informes anteriores de la CNE.

Adicionalmente, los plazos actuales de los análisis de viabilidad previstos en la contratación del acceso (12 días hábiles), son incompatibles con un funcionamiento ágil del mercado de acceso. Es necesario que el análisis de la capacidad disponible se haya realizado antes de ofertar las capacidades, de manera que la capacidad disponible y ofertada al mercado se pueda contratar de manera instantánea, puesto que ya dispone de análisis de viabilidad previo.

## **2.6. Mejora de los plazos y la calidad de realización del balance de gas (paso del balance n+2 a n+1)**

Tipo de actuación: Modificación de las NGTS y protocolo de detalle de reparto y balance.

El establecimiento de un balance de gas basado en mercado requiere, como requisito previo, que los agentes dispongan de información actualizada de su situación de balance en el sistema gasista. Para ello, ya se ha constituido un grupo de trabajo para adelantar la realización del balance de gas de dos días (balance n+2) a un día (balance n+1) del día de gas, lo que requiere una mejora de los procedimientos de asignación y reparto de gas de transportistas y distribuidores.

### **III. MEDIDAS RELACIONADAS CON LA OPERACIÓN DEL SISTEMA GASISTA.**

Muchas de las medidas relacionadas con la operación del sistema gasista que se necesitan introducir la regulación española ya han sido referidas en los puntos anteriores, a la hora de describir las medidas para el fomento del mercado de gas (hub) y de la competencia.

No obstante, debe destacarse la necesidad de implementar en nuestra normativa aquellos mecanismos que se derivarán de la aprobación en Europa de un número importante de códigos de red europeos, que son de obligada aplicación a los países miembros, y que surgen como consecuencia de las obligaciones establecidas en Reglamento 715/2009. Aunque las guías y códigos de red europeos citados están aún



en fase de elaboración (con la participación de ACER, ENTSOG y la Comisión Europea), ya se conocen sus líneas maestras, por lo que es necesario tenerlos en cuenta en las modificaciones reglamentarias que se realicen en España, anticipando en algunos casos su incorporación a la legislación española para fomentar el desarrollo del mercado de gas.

Los códigos de red más avanzados son los siguientes:

#### 1. Mecanismos de mercado para la asignación de capacidad (subastas).

El código de red europeo sobre la asignación de capacidad en las instalaciones gasistas recoge la obligación de implementar un sistema de mercado basado en subastas para asignar la capacidad disponible en los gasoductos de conexiones internacionales y gasoductos que conecten dos zonas de balance distintas,

En concreto, el código contempla la oferta conjunta por parte de los transportistas interconectados de un único producto de capacidad (entrada a un sistema-salida del sistema adyacente), obligando a la comercialización de productos estándares en cuanto a la duración de la capacidad a la que se da acceso (productos anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios). Para cada uno de estos productos se organizará una subasta independiente, donde la casación de la oferta y la demanda se realizarán en múltiples rondas mediante el mecanismo de reloj ascendente.

Si bien el modelo europeo propuesto sólo afectaría en nuestro sistema a los puntos de entrada a la red de transporte desde conexiones internacionales, sería recomendable que el sistema gasista español en su conjunto aplicara una metodología de asignación de capacidad basada en mecanismos de mercado, en el resto de instalaciones. A este respecto, el mecanismo a desarrollar en nuestro país deberá tener en cuenta tanto las características de diseño de nuestro sistema gasista (capacidad de entrada superior a la demanda prevista) como la necesidad de recuperar las inversiones a través de los precios a los que se cierran las subastas.

En particular, en lo que se refiere al GNL, la contratación independiente de los servicios ofertados (descarga, almacenamiento de GNL, regasificación y carga de buques), mediante subastas realizadas en distintos horizontes temporales si existe más demanda que oferta, utilizando contratos marco y acortando los plazos de contratación en relación al periodo contratado, fomentará la competencia y el desarrollo del mercado. Asimismo, flexibilizará el uso de estas instalaciones y facilitará la gestión del almacenamiento de GNL en los tanques.

Este modelo implica introducir cambios en el Real Decreto 949/2001, para sustituir el acceso a las instalaciones por orden cronológico de solicitud, por el mecanismo de subasta. Asimismo, exige el desarrollo del detalle de las características y reglas de las subastas de capacidad que deberían ser introducidos con rango inferior en nuestro ordenamiento jurídico. En este sentido, la estandarización de los contratos de acceso, la contratación on-line y la eliminación de análisis de viabilidad del acceso, ya señalados en apartados anteriores, son pasos esenciales para facilitar el acceso a las instalaciones de forma ágil y eficiente que deben definirse modificando este Real Decreto.

#### 2. Sistema de tarifas entrada - salida

La normativa europea establecerá criterios generales para la fijación de las tarifas de acceso denominadas entrada-salida en la red de transporte.

El sistema tarifario en España, establecido también en el Real Decreto 949/2001, debe rediseñarse para garantizar el establecimiento de tarifas entrada-salida de contratación independiente que permitan recuperar las inversiones, sean reflejo de costes y garanticen la correcta operación y retribución de los operadores de las mismas, evitando subsidios cruzados entre clientes finales. A la vez, estas tarifas deben dar señales al mercado de dónde se encuentran las congestiones y proporcionar los incentivos a la correcta contratación de las entradas de gas con respecto a la situación de los consumos (tarifas más altas en zonas congestionadas).

Estos mismos criterios deben emplearse también en el diseño tarifario de las instalaciones de regasificación y almacenamiento.

Todas estas modificaciones deben realizarse modificando el capítulo IV del Real Decreto 949/2001 y en las Órdenes Ministeriales de cada periodo. En concreto, es necesario cambiar el peso de los términos de capacidad y conducción de la tarifa del sistema de transporte y distribución (esto además solucionaría parte de los problemas de los denominados peajes internacionales) además de ajustar a sus costes los distintos peajes y cánones a pagar en las plantas de regasificación y en los almacenamientos subterráneos.

### 3. Mecanismos de balance de gas basados en mercado

Para fomentar la competencia y el desarrollo del mercado gasista es fundamental que los agentes que interactúan en el mismo dispongan de una información precisa sobre sus existencias de gas en el sistema en el menor tiempo posible. El código de balance, cuya elaboración está siendo actualmente acometida por ENTSOG, recoge este principio y contempla el establecimiento de sistemas de balance basados en mecanismos de mercado. En esta misma línea se está trabajando en el sistema español para reducir los plazos de disponibilidad de los balances que permitan conocer a cada usuario su situación en el menor tiempo posible, para que se pueda responsabilizar de su propio balance. Los principios básicos que introducirá este código y que se considera adecuado introducir en el sistema español son:

- Los usuarios son los únicos responsables de su balance; la actuación de los operadores de la red de transporte se reduce a aquellas situaciones donde se ponga en riesgo la integridad de la red en su conjunto.
- La compra-venta de gas en el mercado (hub) es la base para que los usuarios (así como los operadores de la red cuando sea necesario) equilibren sus entradas y salidas de la red de gasoductos.
- El balance será diario, empleando como referencia el día de gas establecido
- Reducción de las flexibilidades del sistema, las entradas de gas a la red de los usuarios deberán casar con sus salidas en el día de gas, pudiendo disponer el usuario de una cierta flexibilidad definida por el regulador en función de la flexibilidad real del sistema, que podrá ser comercializada.
- Las penalizaciones para aquellos usuarios que al final del día de gas estén en desbalance serán reflejo de los costes incurridos por el gestor para mantenerse balanceado, esto deberá crear los incentivos a que sea el propio usuario quién equilibre su posición.

La implementación de estos principios en nuestra normativa implica importantes cambios sobre todo en las Normas de Gestión Técnica del Sistema (Orden Ministerial ITC/3126/2005) y en sus protocolos de detalle:



- Desarrollo del balance n+1 y suministro de información de calidad a los usuarios con carácter intradiario, para que los mismos puedan conocer su posición en el sistema y corregirla si es necesario. Esto requiere una mejora de los procedimientos de asignación y reparto de gas de transportistas y distribuidores, de la realización del balance y del cálculo de mermas. NGTS-06 y 07, PD-02 y 11.
- Adaptación de los calendarios y agilización de los procedimientos de nominación y renominación. NGTS -04 y PD-07 y 08
- Desaparición del gas de maniobra y del balance residual del sistema; el Gestor Técnico del Sistema deberá acudir al mercado de gas para comprar- vender gas cuando así lo requiera para equilibrar el sistema. Esta medida también potencia el desarrollo del mercado de gas. Modificación de la Orden ITC 3863/2007 y PD-11
- Sustitución del sistema de penalización por desbalance por mecanismos de mercado.
- Modificación del día de gas, con la necesaria adaptación de los procedimientos de medición y reparto.

El código europeo de balance sólo afecta a la red de gasoductos, aunque la interrelación de su operación con el resto de instalaciones haría aconsejable extender este modelo de balance a todo el sistema gasista. En particular, debe contemplarse la necesidad de examinar, a la luz de la actual situación de plantas de GNL, con poco gas en tanques, la modificación o desaparición de la NGTS 3.6.1: el establecimiento de unos cánones adecuados que estableciesen un pago constante dando derecho a un número de días de almacenamiento relacionados con las existencias mínimas, para elevarse suavemente su precio hasta un umbral razonable relacionado con la máxima capacidad de la planta para pasar a subir exponencialmente a partir de ese número de días. Esto supone modificaciones en el RD 949/2001 donde se establece la estructura de peajes y en las Órdenes Ministeriales correspondientes que cada periodo fijan los precios.

#### 4. Sistema de resolución de congestiones y restricciones basados en mercado.

Los trabajos desarrollados a nivel europeo aún contemplan varias alternativas para la resolución de las congestiones contractuales, en su mayoría basados en mecanismos de mercado, como la sobreventa y recompra. El modelo actual español retira la capacidad por infrautilización continuada ex post.

La implementación de cualquiera de los mecanismos en discusión requiere la modificación del Real Decreto 949/2001, donde están actualmente descritos estos mecanismos en el mercado español.

La gestión de restricciones es uno de los temas pendientes más urgentes en la regulación gasista. Si bien parece tener solo repercusiones operativas, influye de forma importante sobre el mercado, toda vez que en la actualidad es Enagas el que se encarga de mover buques, imponer condiciones en los contratos y en general, organizar el sistema para evitar las restricciones, sin que existan los incentivos adecuados para que los agentes operen en el mercado de acuerdo a las necesidades del mismo. Además, las condiciones que impone el Gestor, pueden crear incertidumbre y asimetrías que impiden el desarrollo de mayor competencia y liquidez.

Esto junto a la mejora de la información del balance y el cambio de los mecanismos de asignación de capacidad y contratación conformarían los aspectos prioritarios a desarrollar en este año.

#### **IV. MEDIDAS PARA MEJORAR LA CAPACIDAD DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL**

Las propuestas de medidas contenidas en este apartado tienen por objeto mejorar la capacidad efectiva de supervisión de la CNE. Para que la capacidad de supervisión sea efectiva, debe dotarse al supervisor tanto de una mayor capacidad para obtener y solicitar información a los agentes como de capacidad para corregir aquellas actuaciones que vayan en contra de la competencia en el mercado o afecten al proceso de formación de precios, como por ejemplo, actuaciones que supongan potenciales barreras a la entrada, que puedan afectar a la transparencia y la simetría de información entre agentes, que supongan comportamientos no competitivos o comportamientos que puedan considerarse manipulación de mercado o uso de información privilegiada.

Las medidas propuestas suponen en esencia, que la CNE disponga de las potestades que la normativa europea establece como necesarias para que el regulador sectorial pueda realizar sus funciones con las herramientas y capacidades suficientes.

##### **1. Atribución explícita a la CNE de la competencia atribuida a las autoridades reguladoras en el artículo 41.4.b) de la Directiva 2009/73/CE.**

Tal y como se señalaba en el informe<sup>3</sup> de la CNE sobre el decaído anteproyecto de Ley de transposición de la Directiva 2009/73/CE, dicho Anteproyecto no incluía explícitamente la atribución a la CNE de la capacidad de efectuar investigaciones sobre el funcionamiento del mercado del gas y decidir e imponer cualquier medida necesaria y proporcionada para promover la competencia efectiva y asegurar el adecuado funcionamiento del mercado.

En este mismo sentido, y tal y como se señalaba para una efectiva supervisión es necesario disponer de información con respecto a las transacciones realizadas por los agentes, por lo que en línea con lo indicado en el informe del anteproyecto es necesario incluir entre las obligaciones de los comercializadores que mantengan a disposición de la CNE, durante al menos cinco años, los datos pertinentes sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de gas y los derivados relacionados con el gas suscritos con los clientes mayoristas entre otros.

Dada la importancia del mercado de gas en la formación del precio de la energía eléctrica en los mercados mayoristas españoles, debe hacerse especial mención como información relevante para la supervisión integrada de los mercados eléctrico y gasista, la necesidad de que la CNE tenga capacidad de obtener información sobre los contratos de aprovisionamiento de gas a efectos de la supervisión del funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, con las necesarias cautelas para que no se produzca ninguna divulgación de información sensible a efectos comerciales sobre operadores u operaciones concretas en el mercado.

##### **2. Mejora de la capacidad de supervisión de los mercados, especialmente no organizados, por parte de la CNE. Adaptación del Reglamento (UE) 1227/2011**

---

<sup>3</sup> “Informe 19/2011 de la CNE sobre el Anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos”, aprobado por el Consejo de la CNE en sesión de 3 de junio de 2011.

### **sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).**

El posible desarrollo del mercado mayorista de gas natural, tanto spot como a plazo, junto con la reciente aprobación del Reglamento (UE) 1227/2011 ponen de manifiesto la necesidad de mejorar la capacidad de supervisión de la CNE. Dicha capacidad de supervisión deberá desarrollarse de forma coordinada con el regulador financiero, y en su caso con la autoridad de competencia, así como con otros reguladores sectoriales europeos y ACER, en línea con lo señalado por las Directivas europeas y el propio Reglamento (UE) 1227/2011.

La mejora en la capacidad de supervisión, supone en particular el desarrollo de procedimientos de obtención de información completa sobre las transacciones realizadas en el mercado OTC, y establecer claramente la capacidad sancionadora de los reguladores energéticos en relación con las conductas de los agentes en los mercados, como indica REMIT. En particular, el regulador energético debe tener capacidad de coordinación efectiva con el regulador financiero al objeto de evitar posibles abusos de mercado (manipulación de mercado o uso de información privilegiada), así como de identificar posibles barreras al desarrollo de la liquidez del mercado a plazo (implicaciones sobre el desarrollo de la comercialización por parte de nuevos agentes).

En este sentido, cabe recordar que REMIT establece una serie de obligaciones sobre el propio regulador sectorial, como por ejemplo, la cooperación a nivel regional, entre reguladores sectoriales y con ACER, en la monitorización de los mercados mayoristas de energía o el deber de garantizar el cumplimiento de las prohibiciones de operaciones con información privilegiada y de manipulación del mercado, de la obligación de publicar la información privilegiada. Para el cumplimiento de estas obligaciones REMIT establece que cada Estado miembro debe garantizar que su regulador sectorial dispone de poderes de investigación y ejecución necesarios para ello.