



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES  
(ICADE)

# **ANÁLISIS DE LOS MERCADOS DE DERIVADOS DE GAS NATURAL EN EUROPA**

Autor: Bruno Loredó Quiroga  
Directora: María Coronado Vaca

Madrid  
13 Junio 2014

## ÍNDICE

<b>ÍNDICE.....</b>	<b>1</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>3</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
1.1. ANTECEDENTES.....	4
1.2. OBJETIVO, METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA .....	5
<b>2. EL SECTOR DEL GAS NATURAL .....</b>	<b>7</b>
2.1. EL GAS NATURAL COMO RECURSO ENERGÉTICO .....	7
2.2. LA CADENA DE ACTIVIDADES DEL SECTOR DEL GAS NATURAL .....	9
<b>3. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR DEL GAS NATURAL .....</b>	<b>16</b>
3.1. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR DEL GAS NATURAL.....	16
3.2. MECANISMOS DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN LOS MERCADOS DE GAS .....	24
3.3. DESARROLLO DE LOS MERCADOS DE GAS NATURAL.....	30
<b>4. LOS MERCADOS DE GAS NATURAL EN EUROPA.....</b>	<b>39</b>
<b>5. PERSPECTIVAS DE FUTURO Y CONCLUSIONES .....</b>	<b>47</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>51</b>

## **RESUMEN**

En el presente trabajo fin de grado se realiza un análisis del proceso liberalizador de los mercados de gas natural en la Unión Europea. En concreto se estudia la transición desde unas estructuras basadas en el monopolio, la integración vertical y el ámbito nacional hacia modelos contractuales en los que tienen un mayor peso los mercados OTC, los mercados mayoristas organizados y los mercados de productos financieros derivados. La evidencia aportada sobre ciertos países permite afirmar que el proceso liberalizador lleva ritmos y trayectorias heterogéneas. No obstante, se constata también una clara tendencia a largo plazo hacia la integración y sofisticación de los mercados.

Palabras clave: Gas natural; liberalización; contratos a plazo; mercados organizados; OTC; derivados; Europa.

## **ABSTRACT**

This bachelor degree dissertation reviews the liberalization process of natural gas markets in the European Union. It analyses the transition from monopolistic, vertically-integrated and national-oriented structures to a contractual model based on OTC, organized-wholesale and derivative markets. Evidence from selected countries allows us to conclude that the liberalization process follows different paces and trajectories. However, there is a clear tendency towards more integrated and sophisticated markets.

Keywords: Natural gas; liberalization; long-term contracts; organized markets; OTC; derivatives; Europe.

## 1. Introducción

### 1.1. Antecedentes

Los análisis de prospectiva a largo plazo sobre el sector energético coinciden en señalar que el gas natural jugará un papel muy relevante en Europa durante las próximas décadas (BP, 2013; IEA, 2013). No será, sin embargo, porque se vaya a reproducir en el Viejo Continente una transformación semejante a la revolución del gas no convencional –*shale gas*– vivida en Estados Unidos (Joskow, 2013) y que ha llevado a este país a ser un inesperado productor relevante de gas en la escena internacional. Incluso aunque existiesen yacimientos viables, los condicionantes medioambientales y la densidad de población en el territorio europeo dificultarán su explotación. Por lo tanto, es previsible que la producción de gas europea evolucione a la baja por el agotamiento de las reservas convencionales en el Mar del Norte.

La desfavorable situación económica tras la crisis financiera internacional y la creciente penetración de las energías renovables en ciertos países han constreñido la demanda de gas en Europa en el último lustro (Gelabert, et al., 2011). No obstante esta situación está llamada a ser meramente coyuntural. La tendencia estructural es hacia una progresiva sustitución carbón y petróleo por gas natural en el balance energético. Todo apunta a que en numerosas aplicaciones industriales, para la generación de electricidad e incluso en ciertos segmentos del transporte, como es el caso del marítimo, el gas ganará cuota de mercado a largo plazo. Solamente factores de precio han detenido esta tendencia, pues el gas presenta objetivas ventajas medioambientales y tecnológicas frente a los otros combustibles fósiles.

Si la producción endógena de gas en Europa tiende a declinar y la demanda recupera su senda alcista, el resultado esperado es que se producirán importaciones masivas de dicho recurso energético. El desarrollo de gasoductos de transporte que conecten a Europa con las áreas productoras asiáticas y, sobre todo, la proliferación de

puertas de acceso al sistema gasista europeo a través de plantas de regasificación asegurarán la disponibilidad del gas natural (BP, 2013).

Por su parte, el sector europeo del gas natural ha sido objeto de una progresiva liberalización en las últimas tres décadas. Aunque con distinta intensidad según los países, las empresas gasistas tradicionales que operaban en régimen de monopolio han sido sustituidas por estructuras de mercado verticalmente desintegradas y más abiertas a la competencia. Ello ha estimulado que los mercados gasistas europeos estén cada vez más interconectados y vinculados. De forma paralela, también se ha producido un proceso de convergencia entre el sector eléctrico y el del gas (Muñoz, 2007). En este contexto crecientemente liberalizado, interconectado y convergente, los operadores del mercado del gas -empresas productoras de gas, empresas comercializadoras de gas, empresas eléctricas que utilizan gas como combustible y grandes consumidores industriales de gas- precisaron mercados y productos financieros sobre los que articular sus transacciones. Así es como han ido apareciendo distintos mercados mayoristas físicos y de derivados de gas natural en Europa.

En definitiva, el gas natural tiene un gran potencial de crecimiento en Europa. Pero tanto los mercados físicos como los de productos financieros de gas aún están en fase de desarrollo o consolidación y permanecen muy fragmentados. Todo ello abre un sugerente campo para la investigación desde una perspectiva económica y financiera.

## **1.2. Objetivo, metodología y estructura**

El presente trabajo fin de grado tiene como objetivo general el análisis de los mercados mayoristas de gas europeos tras la liberalización, prestando especial atención al proceso de desarrollo de los mercados organizados y de productos derivados.

Se trata de una investigación exploratoria y de carácter mayormente descriptivo (análisis de una evolución y de la situación presente). No obstante, también se aportará

una visión de futuro, tratando de anticipar cómo evolucionará a medio plazo la estructura institucional de los mercados mayoristas europeos.

El trabajo se ha elaborado principalmente a partir de fuentes documentales secundarias. Se han consultado libros, artículos académicos, informes de organismos públicos y documentos de entidades relacionadas con el sector del gas, entre otros. Cabe destacar que la bibliografía existente sobre la liberalización de los mercados de gas natural en Europa es amplia. En cambio, las fuentes de información sobre las características de los mercados organizados están menos estructuradas, lo que ha obligado a obtener información primaria directamente de las webs de los distintos mercados y operadores.

El trabajo se divide en cinco capítulos, siendo el primero la presente introducción. En el capítulo dos se describe desde una perspectiva técnica el sector del gas natural. En este sentido, se ha considerado muy importante acotar y definir las distintas etapas de la cadena de gas, ya que estos conceptos son la base del resto del trabajo. El capítulo tres aborda el proceso de liberalización de los mercados de gas, desde una triple perspectiva regulatoria/organizativa, contractual e institucional. Seguidamente, en el capítulo cuatro se describen y analizan algunos mercados de gas relevantes en Europa. Su elección pretende ejemplificar casos distintos del proceso liberalizador, a fin de comprobar las diferencias en el desarrollo de los mercados OTC, organizados y de productos derivados. En el último capítulo se enuncian las perspectivas de futuro y las principales conclusiones. El trabajo se cierra con una sección bibliográfica, que detalla las referencias citadas a lo largo del texto.

## 2. El sector del gas natural

### 2.1. El gas natural como recurso energético

El gas natural es una combinación de hidrocarburos que bajo condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente se encuentra en estado gaseoso (PEMEX, 2012). Está compuesto principalmente por metano y por otros hidrocarburos más pesados -etano, propano, butano, pentano o hexano-, aunque estos últimos en una proporción mucho menor. Además también contiene proporciones pequeñas de otros gases, como nitrógeno, dióxido de carbono o vapor de agua (Álvarez y Bálbás, 2003). La composición del gas varía dependiendo de su procedencia.

El gas natural tiene varios orígenes: mineral, fósil y biogénico. El gas que se formó en las nebulosas durante la formación de los planetas es considerado de origen mineral. Por ello, podemos encontrar gas en otras partes del sistema solar y del universo. También puede tener un origen fósil, esto quiere decir que se formó a lo largo de cientos de millones de años a partir de los restos vegetales y de otras formas de vida primitivas. Por último, puede tener un origen biogénico a partir de bacterias (Eurogas, 2014).

El gas natural se encuentra en yacimientos bajo la corteza terrestre. Según el Glosario de Términos Petroleros de Schlumberger un yacimiento es:

*Un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad [...] y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo (Schlumberger Oilfield Glossary, 2014)a.*

Estos yacimientos suelen contener otros hidrocarburos y compuestos aparte del gas natural. Por ello su composición dependerá de las combinaciones de presión y temperatura y del tamaño de la cadena de hidrocarburos. Pueden diferenciarse entre yacimientos que se encuentran en fase líquida, gaseosa o de una mezcla de ambas. Por lo tanto, un yacimiento será de gas natural cuando se encuentre en fase gaseosa. Por el

contrario será considerado de petróleo si se encuentra en fase líquida (Álvarez y Bálbas, 2003).

El gas natural puede clasificarse en función de la composición de su yacimiento en dos tipos:

- Gas seco: gas que a temperatura y presión ambiente presentará nula o escasa licuación o condensación. Estará constituido mayoritariamente por hidrocarburos de cadenas cortas (metano y etano) y tendrá mínimas cantidades de propano y butano (Álvarez y Bálbas, 2003; Schlumberger Oilfield Glossary, 2014)b.
- Gas húmedo: gas que a temperatura y presión ambiente podrá tanto licuarse como condensarse. Tendrá una presencia significativa de hidrocarburos con cadenas largas, como el butano el pentano o el hexano. Esto provoca su facilidad para licuarse o condensarse (Álvarez y Bálbas, 2003; Schlumberger Oilfield Glossary, 2014)c.

El gas natural presenta ventajas importantes en su consumo frente al resto de combustibles fósiles. Tiene un alto poder calorífico, que será mayor cuanto menor número de hidrocarburos pesados y otros gases inertes -nitrógeno, helio- tenga (Álvarez y Bálbas, 2003; Boundy et al., 2011). Además, se trata de una fuente de energía muy limpia en comparación al resto de combustibles fósiles, ya que su combustión no genera prácticamente gases de efecto invernadero, a excepción del dióxido de carbono, del que emite cantidades comparativamente pequeñas (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014). Por último, es importante recordar que se trata de una fuente de energía muy versátil: puede ser una fuente primaria, materia prima de la industria química y de fertilizantes y energía final, como competidora de la electricidad para el usos industriales y domésticos (Álvarez y Bálbas, 2003).

Se calcula que las reservas mundiales de gas natural a finales del año 2012 eran de 187,3 trillones de m<sup>3</sup> y que según el ratio *Reserves-to-production*, estas reservas durarán una media de 55,7 años. Las reservas se encuentran mayoritariamente en Oriente Medio y en los países de la antigua URSS, siendo Irán, Rusia, Qatar y Turkmenistán los

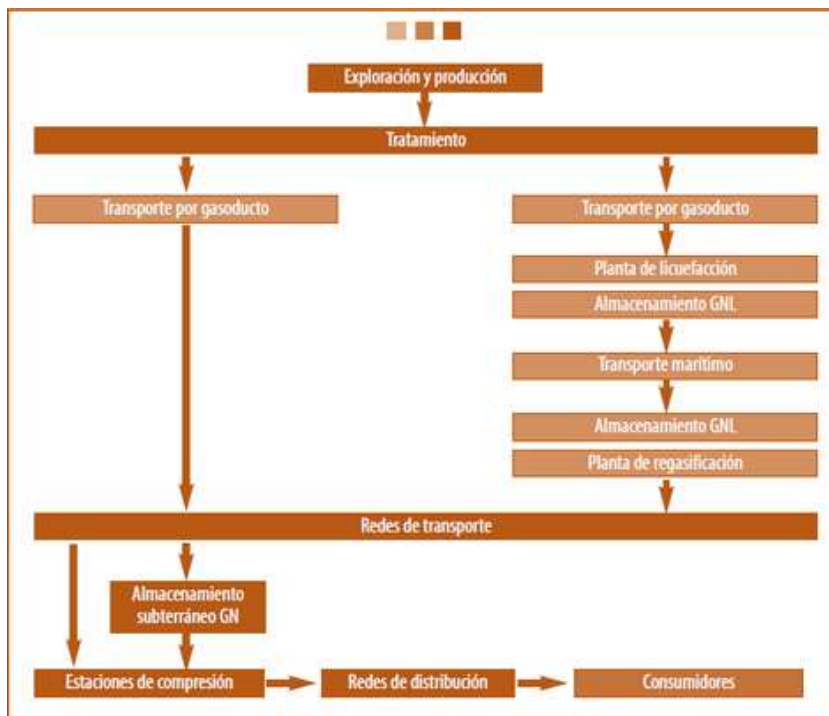


países con unas mayores reservas, acumulando prácticamente el 60% de las reservas mundiales (BP, 2013).

## 2.2. La cadena de actividades del sector del gas natural

La cadena del gas natural es el conjunto de etapas por las que pasa el hidrocarburo desde el yacimiento hasta el consumidor final (Álvarez y Bálbas, 2003). En el gráfico 2.1. se muestra un resumen de la cadena del gas natural.

Gráfico 2.1. La cadena del gas natural.



Fuente: Unión Fenosa, tomado de Álvarez y Bálbas (2003)

La primera etapa de este proceso es la exploración, que consiste en la búsqueda de yacimientos de gas en el subsuelo a través de distintos métodos. Estas técnicas han sufrido una gran evolución desde el siglo XIX hasta nuestros días. En un primer momento la exploración consistía en la búsqueda emanaciones de gas en la superficie

terrestre, mientras que hoy en día se utilizan tecnologías muy sofisticadas para encontrar el hidrocarburo (American Petroleum Institute, 2013).

La exploración a su vez también consta de una serie de fases. Primero, se intentará buscar indicios en la superficie de la existencia de los yacimientos mediante imágenes de satélite (Álvarez y Bálbas, 2003). Cuando se localizan zonas con posibilidades de albergar hidrocarburos se recurre a técnicas que dan unos resultados más detallados, como:

- Sísmicas: es la más utilizada y puede ser usada tanto para el medio terrestre como el marino. Consiste en la emisión de ondas sísmicas, cuya propagación será analizada por ordenadores que elaboran a partir de este análisis mapas de las capas del subsuelo. A partir de los cuales se podrá detectar la existencia de yacimientos de hidrocarburos (BNK España, 2014).
- Magnetometría: consiste en el uso de satélites para localizar las anomalías del campo magnético terrestre que generan los yacimientos (Sahay, 2001).
- Gravimétricas: consiste en el análisis de las anomalías gravitatorias generadas por las rocas sedimentarias en donde se acumulan los hidrocarburos (Sahay, 2001).

Los resultados de estas técnicas se presentan en forma de mapas de isolíneas, que detallan las áreas donde la existencia de los yacimientos es más probable. Tras detectar dichas zonas se comprobará la existencia de hidrocarburos a través de sondeos exploratorios, que tienen un alto coste, pero que aportan mucha información sobre el subsuelo (Álvarez y Bálbas, 2003).

Una vez que los yacimientos han sido localizados y evaluados se proseguirá con la perforación de cara a iniciar la etapa de producción. Se distinguirá entre los equipos de perforación en tierra u *onshore* y los equipos en el mar u *offshore*, que se realizan desde plataformas marinas (Álvarez y Bálbas, 2003). El proceso de perforación consta de varias etapas que tienen como objetivo conectar el yacimiento con la plataforma. Conectados el gas y el petróleo, ascenderán hasta la superficie por sí mismos debido a la diferencia de presión (American Petroleum Institute, 2013).

El gas extraído del yacimiento será transportado hasta la planta de tratamiento, iniciándose así la siguiente etapa de la cadena del gas: el tratamiento. El objetivo de esta fase es minorar el contenido en el gas de aquellas sustancias que dificulten su transporte, que aumenten la bajada de temperatura necesaria para licuarlo y que impidan su uso por el consumidor final (Álvarez y Bálbos, 2003). Los principales componentes que se reducen son el agua, los gases ácidos, el mercurio, los hidrocarburos superiores al metano y el nitrógeno (Unión Fenosa Gas, 2014).

El gas que ya ha sido tratado inicia su tránsito por la etapa de transporte hasta el lugar de distribución. Caben aquí dos alternativas: el transporte en estado gaseoso a través de gasoductos o en forma de líquida por la denominada cadena de Gas Natural Licuado o GNL a través de buques metaneros (Enagas, 2006).

La legislación española establece que los gasoductos de transporte son “conductos por los que se transporta gas a una presión de diseño superior a 16 bar” (Gobierno de España, 2002). El transporte de gas a altas presiones está concebido para el desplazamiento a largas distancias. Los gasoductos son diseñados considerando los posibles riesgos que pueden correr a lo largo de su vida útil y en su posterior abandono, y deberán ser revisados con asiduidad para evitar su deterioro, ya que cualquier rotura o fuga puede producir un grave perjuicio al entorno en el que se encuentran (Álvarez y Bálbos, 2003). A lo largo del gasoducto se deben instalar cada 200 kilómetros aproximadamente estaciones de compresión, para evitar que la pérdida paulatina de presión del gas debido a la fricción con las paredes del gaseoducto provoque que el flujo se detenga (American Gas Association, 2014).

El gas también puede ser transportado a través de la cadena de GNL (gráfico 2.2), que consiste en el transporte del gas natural en estado líquido en grandes buques metaneros desde el lugar de producción hasta el lugar de consumo (Álvarez y Bálbos, 2003). Este tipo de transporte requiere de mayores inversiones y de un consumo alto de energía, por lo que se usará cuando las distancias para el transporte por gaseoducto al punto de consumo sean largas y resulte demasiado costoso el uso de gasoductos. Se estima que el transporte por GNL comienza a ser rentable a partir de los 2.500 km entre el punto de extracción y el punto de consumo (Enagas, 2011). Una de las principales ventajas de la cadena de GNL es que los lugares de consumo no están vinculados a

determinadas áreas de extracción. Esto posibilita la diversificación de suministros, aumentando la seguridad de los aprovisionamientos, y la competitividad en la etapa de comercialización del gas (Unión Fenosa Gas, 2014).

Gráfico 2.2. La cadena de Gas Natural Licuado



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivarianos (2014)

El gas extraído y tratado es conducido hasta las plantas de licuefacción, donde se realizará la primera fase de la cadena del GNL: la licuefacción. En ella el gas se enfría hasta los  $-160^{\circ}\text{C}$  para licuarlo, ya que en este estado ocupa un volumen 600 veces menor que en estado gaseoso y así puede ser transportado de manera más sencilla y segura por vía marítima hasta los puntos de consumo (Linde Group, 2013). El proceso de la licuefacción es muy parecido al de la refrigeración común. En él se comprimen gases refrigerantes, como el propano o el etano, formándose líquidos fríos, que acto seguido se van evaporando conforme se van intercambiando con el gas natural. De esta manera, el gas se va enfriando hasta la temperatura en que se convierte en líquido. Existen varios procesos de licuefacción, pero los usados por la industria son el *Air Products and Chemicals Inc* o APCI y el *Conoco Phillips Optimized Cascade*, usados por el 80% y el 12% de las plantas respectivamente (López, 2012).

Una vez ha terminado el proceso de licuefacción tiene lugar la siguiente fase de la cadena del GNL: el almacenamiento. Cuando el gas licuado sale de la planta de licuefacción debe ser almacenado en tanques especiales. Estos permiten que la cadena de GNL tenga un funcionamiento continuo -planta de licuefacción y de regasificación-, mientras que el transporte marítimo sigue teniendo un funcionamiento discontinuo (Álvarez y Bálbos, 2003). Estos tanques tienen que reunir unas especificaciones técnicas, ya que deben mantener en estado líquido el gas a una temperatura de  $-160^{\circ}\text{C}$ . Para ello, el tanque está formado en realidad por dos depósitos, uno que contiene el gas y otro que lo recubre, con ello se consigue un mayor aislamiento que dificulte el calentamiento del gas y una mayor seguridad en caso de fuga. Los intercambios de temperatura con el exterior, a pesar del aislamiento y las disminuciones de presión, provocan que una parte del gas licuado se evapore de nuevo. Por ello, existen compresores criogénicos que vuelven a licuar este gas y mediante bombas es enviado de nuevo al interior del tanque (López, 2012). En caso de que estos gases no puedan ser licuados de nuevo se quemaran de forma controlada a través de antorchas (Saggas, 2013)a.

La siguiente fase del proceso GNL es el transporte mediante metaneros que son buques dedicados al transporte de GNL desde las plantas de licuefacción de los países productores de gas natural a las plantas de regasificación de los países, en donde se descarga para su posterior almacenamiento y regasificación (Enagas, 2011). Son buques con doble casco, lo que permite que en caso de accidente no se vierta su contenido al mar. Durante el trayecto, la parte del gas que se evapora por el efecto *boil-off* es utilizada como combustible para propulsar el barco (López, 2012). Existen dos tipos de buques metaneros, que se distinguen esencialmente por los tanques que contienen el GNL. Por un lado están los metaneros con tanques esféricos o de tipo *Moss*, cuyos tanques son independientes al casco, y por otro los que tienen tanques de membrana, cuyos tanques están incorporados en el casco (Daganzo, 2012). Se estima que para el año global 2015 la flota mundial de metaneros sea de 565, frente a los 377 que había en 2011. Esta tendencia seguirá a la vez que la cadena de GNL se extienda a más lugares del mundo (Sedigas, 2011).

Una vez que el metanero llega a su destino descarga el gas en tanques de almacenamiento de similares características que de los que recogió la carga -aquellos en los que se almacena el gas licuado proveniente de la licuefacción-. En estos tanques el gas será almacenado hasta que se inicie la siguiente y última fase del proceso de la cadena del GNL: la regasificación. Cuando el gas licuado es llevado a la planta de regasificación se calienta haciéndolo pasar por tuberías calentadas a su vez por calderas o agua de mar. Con este proceso se consigue que el gas natural vuelva a estado gaseoso (López, 2012). Tan pronto como el gas pasa por este proceso es llevado a una estación de odoración y medida, para darle las características necesarias para su consumo. En cuanto se comprueba que cumple con las características necesarias se introduce en el sistema de distribución que lo llevara hasta los puntos de consumo (Saggas, 2013b).

Una de las últimas innovaciones del sector son los buques regasificadores. Son barcos que almacenan en su interior gas licuado y son capaces de volver a cambiar su estado a gaseoso. Estos buques surgen para hacer frente a picos puntuales de demanda en distintos lugares del globo, ya que la construcción de una planta de regasificación es demasiado costosa para atender a este tipo de demanda (López, 2012).

Bien a través de gasoducto o bien a través de las fases de la secuencia del GNL, en este punto finaliza la etapa de transporte, dando paso a la siguiente etapa de la cadena del gas: la distribución. Las redes de distribución están formadas por un conjunto de tuberías por las que circula el gas a distintas presiones más bajas. Conforme el gas se aproxima al punto de consumo, el tamaño de las tuberías se irá reduciendo y habrá que variar la presión del gas, dependiendo entre aquel que va destinado a un uso industrial y aquel que está destinado al uso en el hogar (Instituto Catalán de la Energía, 2013). Las Estaciones de Regulación y Medida, o ERM, distribuidas a lo largo de la red de distribución, regularán la presión del gas dependiendo cual sea su uso final (Unión Fenosa Gas, 2014).

Otro elemento muy importante de la redes de distribución son los almacenes subterráneos, que son depósitos creados artificialmente para almacenar gas. Surgen por la necesidad de cubrir picos puntuales en la demanda de gas. La principal ventaja de un almacenamiento subterráneo frente a uno en superficie es, que debido a la diferencia de presión en subsuelo, con una misma capacidad se puede almacenar un mayor volumen

de gas. Estos almacenamientos suelen estar localizados en yacimientos agotados, en acuíferos, en cavernas de sal o en minas (Álvarez y Bálbos, 2003).

Con la fase de distribución finaliza el flujo físico de la cadena de gas, por el que se consigue llevar el gas natural desde su punto de extracción hasta sus lugares de consumo. Sin embargo, desde un punto de vista organizativo, económico o regulatorio cabe diferenciar otras dos etapas o actividades con entidad propia dentro del sector del gas natural. Por un lado, está la actividad de comercialización, que consiste en la venta del gas natural al cliente final, haciendo uso de las instalaciones de regasificación, almacenamientos y redes de transporte y distribución de terceros (Álvarez y Bálbos, 2003). Esto es, comercializar implica adquirir gas a un productor, alquilar la capacidad de transporte y distribución y revender el hidrocarburo al cliente final. Se trata pues de una actividad puramente comercial y para la que no es necesario ser propietario de los activos físicos de la cadena de gas.

La otra actividad que puede identificarse de manera autónoma en la cadena de gas es el trading o negociación en los mercados mayoristas. Al igual que ocurre con otras materias primas, los productores y los comercializadores de gas natural interactúan en mercados mayoristas, los primeros para vender sus producciones y los segundos para abastecerse. A medida que esos mercados se desarrollan, cabe operar en los mismos con otras estrategias, tales como los ajustes de diferencias a corto plazo, el arbitraje entre mercados y la cobertura de riesgos (Gas Natural Fenosa, 2014). El trading no se circunscribe a empresas puramente gasistas, pues en esa actividad participan también entidades e inversores financieros o grandes consumidores de gas como pueden ser las empresas eléctricas.

En conclusión, el sector del gas natural está compuesto por una serie de actividades verticalmente separables que abarcan la exploración, la producción, el transporte –bien por gasoductos o bien mediante el ciclo GNL–, la distribución, la comercialización y el trading. Como la mayoría de los países no tienen producción de gas natural en su territorio nacional, es habitual que el sector del gas natural tenga un alcance geográfico internacional. De ahí la importancia de los factores geopolíticos en las relaciones comerciales internacionales del gas natural.



## **3. La liberalización del sector del gas natural**

### **3.1. La liberalización del sector del gas natural**

El origen del mercado europeo de gas natural, tal como hoy en día se concibe, se remonta a finales de los sesenta, con la apertura de los primeros campos de extracción en los Países Bajos. Pero el mercado no empezó a sufrir un verdadero desarrollo hasta las crisis del petróleo de la década de los setenta (Radetzki, 1999). Hasta ese momento las economías europeas eran muy dependientes del petróleo, pero la inestabilidad política de Oriente Medio provocó fuertes subidas el precio del crudo. Esto se tradujo en una rápida pérdida de competitividad y en un estancamiento de dichas economías (Macalister, 2011). Para recuperar su economía los gobiernos europeos fijaron como objetivos clave de sus políticas la diversificación de sus fuentes de energía y su seguridad de suministro (Radetzki, 1999).

Es a partir de este momento cuando los mercados de gas natural europeos alcanzan un tamaño significativo. Estos no constituían un mercado unitario a nivel europeo, sino que estaban organizados alrededor de monopolios nacionales. Al frente de dichos estaban empresas de titularidad pública o privadas con derechos de explotación en exclusiva, que estaban integradas verticalmente y controlaban las últimas fases del mercado de la cadena de gas -transporte, almacenamiento y distribución- (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

Los gobiernos europeos confiaron a dichas empresas la responsabilidad de asegurar el suministro de gas a la red estatal, lo que lograban gracias a la firma de contratos a largo plazo, de entre 20 y 25 años, con los países productores (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Esta estructura del mercado permitió un crecimiento constante de la demanda de gas y el desarrollo de las infraestructuras necesarias para apoyar dicho crecimiento. En él, los precios de venta a los consumidores finales eran fijados por los gobiernos, basándose en el precio de importación y en los costes operativos del transporte del gas (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).



Con el paso del tiempo el modelo de fijación de precios de la estructura de mercado monopolista resultó contraproducente para la expansión del mercado, ya que este no estaba orientado al consumidor final, es decir, los precios pagados no se correspondían con el coste real de transportar hasta el lugar de consumo un gas apto para el mismo. En un primer momento este beneficio se destinó a financiar el desarrollo de las infraestructuras. Pero una vez que el mercado entró en su madurez, los beneficios obtenidos por el monopolio resultaban abusivos (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

El intento de la Comisión Europea de acabar con la posición de poder de los monopolios nacionales y la intención de la Comisión Europea de establecer un mercado único energético abierto a la competencia a nivel europeo supusieron el inicio del proceso de liberalización del mercado del gas natural (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

El primer mercado europeo en liberalizarse fue el británico, que entre 1986 y 1996, pasó de estar estructurado alrededor del monopolio estatal *British Gas* a convertirse en un mercado con gran diversidad de competidores en el que los precios se fijan mayoritariamente a partir de contratos a corto plazo (Juris, 1998).

Las primeras referencias al establecimiento de un mercado energético común a todos los estados que conforman la Unión Europea datan del libro blanco *The Internal Energy Market* publicado por la Comisión Europea en 1988 (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). El objetivo de dicho documento era que para el año 1992 se estableciese un mercado con una mayor integración, libre de barreras para comerciar y estructurado para mejorar la seguridad de suministro, reducir los costes y mejorar la competitividad económica (Commission of the European Communities, 1988).

A partir de este momento se empiezan a dar pequeños pasos para establecer el marco jurídico sobre el que se desarrollará el futuro mercado común. Algunos ejemplos puede ser la derogación en 1990 de la antigua Directiva que impedía el uso de gas natural para la generación de electricidad, la Directiva de la Transparencia del Precio de 1990 o la Directiva del Tránsito del Gas Natural de 1991 (Radetzki, 1999; United

Nations Economic Commission for Europe, 2012). Esta última fue de vital importancia, ya que permitió el uso de gaseoductos bajo la propiedad de otras empresas, lo que suponía poder iniciar intercambios de gas entre empresas de distintos países (Consejo Europeo, 1991).

Pero el primer marco legal completo que estableció las normas de juego para el mercado fue la Directiva sobre Gas Natural de 1998. Los puntos más novedosos de esta directiva fueron (United Nations Economic Commission for Europe, 2012):

- Derecho de acceso directo al mercado (Comisión Nacional de la Energía, 2009).
- Establecimiento de unos requisitos mínimos de nivel de apertura del mercado - para el año 2003 establecía un 28%.
- Búsqueda del equilibrio entre los requerimientos de una mayor competencia y la defensa de intereses públicos legítimos.
- Separación funcional de la actividad de transporte con otras dentro de la cadena de gas bajo la supervisión de las autoridades pertinentes.
- Creación de un mercado interno europeo de gas natural, favoreciendo la interconexión de redes.

Esta directiva tuvo un efecto muy limitado, ya que no fue capaz de separar la actividad de transporte del resto. La integración vertical de las principales compañías del sector se mantuvo y los precios para el uso de las redes para los nuevos operadores eran demasiado elevados. Por ello, la Comisión redactó una nueva Directiva en el año 2003, buscando eliminar las barreras de entradas a nuevos competidores y los posibles conflictos de intereses de las empresas integradas verticalmente (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Dentro de esta nueva Directiva los puntos a destacar son (Comisión Nacional de la Energía, 2009):

- Los Estados deberán velar por los clientes finales, especialmente aquellos más vulnerables.
- Para la defensa de los clientes domésticos las empresas suministradoras deberán dar información transparente sobre los precios, tarifas y condiciones, tener procedimientos de reclamación y no cobrar por el cambio de proveedor.
- La autoridad reguladora del país deberá supervisar la seguridad de suministro.

- Podrá haber varias empresas que realicen las actividades de transporte, almacenamiento y GNL; pero estas actividades no podrán estar integradas verticalmente en una organización.
- Las empresas que realicen actividades de distribución de gas no podrán realizar actividades de suministro.
- Los clientes tienen derecho a elegir a su suministrador de gas.
- Existirá un comité a nivel europeo para velar por el cumplimiento de la normativa.
- Los nuevos competidores tendrán acceso a todas las redes.

Con el objetivo de obtener una mayor integración del mercado y una mayor seguridad y diversificación del suministro, el Parlamento Europeo decide crear en el año 2006 el programa *Trans-European Networks for Energy infrastructure* (TEN – E). Este consiste en un instrumento de financiación para aquellas infraestructuras energéticas prioritarias para la creación de un mercado común en la Unión Europea (European Union, 2007). Muchas de estos fondos se destinan al sector gasista para la construcción de infraestructuras, como el gaseoducto Midcat que será la tercera conexión entre Francia y España (Martín, 2014).

En el año 2007, el Parlamento Europeo aprobó el llamado Tercer Paquete de la Energía, que consistía en un nuevo marco normativo que tenía como objetivo impulsar el proceso de liberalización del mercado del gas. Este paquete de medidas tenía como metas principales (Ofgem, 2014):

- Creación de Autoridades Regulatoras Nacionales independientes, que deberán cooperar en la Agencia para la Cooperación de Reguladores de la Energía. Esta última será un organismo de nueva creación, que intentará ayudar a las distintas autoridades nacionales a cumplir con la normativa establecida.
- Se remarca la vital importancia de que los Operadores del Sistema de Transmisión sean totalmente independientes respecto a las entidades que realizan tareas de generación, producción o suministro.
- Se incentivará el comercio de gas entre los países miembros, así como la inversión en infraestructuras transfronterizas.

Como ya se mencionó con anterioridad el objetivo último de la normativa europea sobre el sector gasista ha sido en todo caso el establecimiento de un mercado único a nivel europeo con libre competencia (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

En teoría, un mercado liberalizado estará enfocado hacia la máxima eficiencia, minimizando costes, fijando los mínimos precios competitivos para el consumidor final y asegurándose de que ninguna empresa ejerce un poder de monopolio dentro del mercado (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). En este mercado, los distintos agentes tendrán la libertad de comprar y vender gas en el horario que mejor les convenga, aprovechándose de las posibles subidas y bajadas del precio del producto. En él, las actividades de las últimas fases de la cadena del gas las realizarán un gran número de empresas, las cuáles trabajarán bajo el marco legislativo establecido por las distintas autoridades reguladoras y gobiernos (Stern, 2002).

Desde una perspectiva teórica, la implantación de un mercado liberalizado aportará una serie de beneficios al consumidor. Por un lado, la existencia de un gran número de empresas que compitan entre sí obligará a la fijación de precio por criterios de oferta y demanda –*gas to gas competition*–, lo que se traducirá en un bajada del precio (The Economist, 2012). Además, este gran número de competidores diversificará los suministros de gas, reduciendo el poder de los grandes productores en la fijación del precio. Por otro lado, el aumento de la competencia supondrá la generación de una mayor liquidez en el mercado, lo que implicará el incremento del comercio internacional de gas y el desarrollo de mercados financieros asociados a este (Stern, 2002). La existencia de un mercado financiero ayudará a que los precios sean más transparentes, es decir, que los consumidores pagan un precio conforme a la situación del momento del mercado y que tengan acceso a la información relativa a ese precio (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

El proceso de liberalización también tiene aspectos negativos, como que las compañías busquen la rentabilidad a corto plazo evitando proyectos a largo plazo. Como resultado de ello las compañías dejarían de invertir en infraestructuras necesarias para momentos de emergencia, como por ejemplo en almacenes de gas necesarios para cubrir la demanda en momentos de consumos máximos. Para evitar estas circunstancias

los reguladores deberán exigir a las compañías por los medios a su alcance la seguridad de suministro a todos los agentes del mercado (Stern, 2002).

A pesar de todos los paquetes normativos promovidos por el Parlamento Europeo y los beneficios que la liberalización aportaría a la sociedad, pocos países han liberalizado sus mercados de gas natural completamente (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Una de las razones que genera esta situación es la persistencia de contratos de suministro a largo plazo. Estos contratos incluyen la llamadas cláusulas *take-or-pay*, que obligan a la empresa importadora del gas a comprar el volumen pactado a un precio dado, cubriéndose así gran parte de la demanda de gas del mercado. El volumen demandado no cubierto por estos contratos muchas veces es tan pequeño, que a los nuevos competidores nos les compensa entrar en el mercado. Por ello, la Comisión Europea considera este hecho como la principal barrera de entrada al mismo (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Además, las empresas herederas de los antiguos monopolios favorecen la firma de contratos a largo plazo, ya que así impiden la entrada de nuevos competidores (Creti y Villeneuve, 2003).

Otro de los motivos principales es la falta de separación en la propiedad de las distintas actividades de la cadena de gas. A pesar de los esfuerzos de la normativa europea para impedir que las actividades de transporte, distribución o almacenamiento estén bajo la propiedad de una misma empresa, en muchos de los mercados nacionales la propiedad de las actividades de transporte sigue bajo el dominio de las principales compañías del sector (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Estas empresas entran en un conflicto de intereses al tener que ceder el uso de las redes bajo su propiedad a otros competidores, lo que en muchos casos supone la restricción del uso de dichas infraestructuras para las empresas que no poseen su propiedad (Creti y Villeneuve, 2003).

La implicación de los gobiernos nacionales puede ser considerada un factor importante en la falta de liberalización de algunos mercados, ya que consideran la política energética como una de sus prioridades y por ello les es difícil ceder el control de su política nacional a las administraciones europeas (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

Otro de los factores clave es la falta de un marco regulatorio claro y uniforme en las distintas normativas nacionales, es decir, que exista una misma regulación para todo el mercado europeo. A pesar de los intentos del Parlamento Europeo para sacar adelante directivas que armonicen las distintas legislaciones nacionales, en ciertos puntos dichas legislaciones distan mucho de ser semejantes (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

Por último, una de las causas que ha estancado el proceso de la liberalización en los últimos años es la crisis económica que vive Europa desde el año 2008. La caída del consumo del gas tanto para su uso industrial como para uso doméstico ha provocado que muchas de las infraestructuras proyectadas no se realicen hasta que haya una recuperación del mismo (International Energy Agency, 2013). Muchas de estas infraestructuras, cuya ejecución ha sido aplazada, son necesarias para una mayor interconexión entre las distintas redes de distribución facilitando el comercio de gas transfronterizo (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

Todo este conjunto de factores constituyen las razones principales por las que a día de hoy no existe un mercado totalmente liberalizado de gas en la Unión Europea. Si se analiza el mercado en profundidad se puede concluir que existe una serie de puntos definitorios que muestran esta falta de competencia.

Como primer punto relevante se puede resaltar la falta de diversificación en el suministro de gas de algunas regiones de la Unión Europea. Mientras que un pequeño grupo de países como Reino Unido, Irlanda, España o Portugal cuentan con varios suministradores de gas a sus economías, la gran mayoría importan el gas de Rusia y Noruega (Belkin, et al., 2013). En cifras globales, casi el 70% de las importaciones de gas de la Unión Europea provienen de ambos países, siendo la producción propia cada vez menor (BP, 2013). El reducido número de suministradores de gas de muchos países le da a los primeros un gran poder de negociación y la capacidad de establecer precios elevados al no existir competidores. La existencia de un mayor número de suministradores de gas en un país está muy relacionada con presencia de una infraestructura desarrollada de GNL, como es el caso de España y Reino Unido. La cadena de GNL te da la opción de poder importar gas desde cualquier suministrador del

globo, mientras que por medio de gaseoductos solo podrás importar desde aquellos países productores con los que tengas conexión (Belkin, et al., 2013).

Además, no hay que olvidar que la tensa relación que tiene Rusia con alguno de sus países fronterizo ha generado en más de una ocasión problemas de abastecimiento de gas a la Unión Europea, como es el caso de los cortes de suministros de gas a Ucrania en el año 2006, 2009 o el que puede generar el conflicto por la invasión rusa de la península de Crimea. Estos cortes generaron graves perjuicios en la economía europea, por este motivo la Unión Europea está intentando desde entonces buscar suministradores alternativos al gas ruso (Tahiri, 2014).

Otro aspecto definitorio de situación actual del proceso de liberalización es la falta de infraestructuras que conecten las distintas redes nacionales (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Aunque es un problema que será solucionado en el medio plazo, ya que el Parlamento Europeo ha aprobado un plan para la financiación de aquellas infraestructuras que considera estratégicas con el objetivo de que estén finalizadas en el año 2020 (Bjørnmoose, et al., 2009). La construcción de dichas infraestructuras ayudará a aumentar la diversificación de suministros para los estados que en la actualidad se encuentren más aislados, como es el caso de Polonia (Public Relations Office, 2013).

Hoy en día, en muchos de los países comunitarios, en los que se supone que sus mercados de gas natural han avanzado mucho en el proceso de liberalización, no existe una verdadera competencia. Esto tiene su reflejo en la falta de cambio de suministrador de los consumidores domésticos, solamente un 5% de ellos cambia de operador al año. Las principales razones por las que se da esta circunstancia son la mala práctica de muchas de las empresas gasistas que a través de cláusulas en los contratos dificultan el cambio de suministrador y la falta de información que tiene el consumidor sobre las posibilidades de cambio de proveedor de gas. Hasta que no deje de haber trabas en los contratos y el porcentaje de cambio de operador aumente, no se podrá hablar de una verdadera competencia en el mercado (Barnes, 2009).

En definitiva, la trayectoria histórica acumulada hasta el presente indica que la liberalización de unas estructuras regulatorias y de propiedad de carácter monopolista

en los sectores de gas de los diferentes países europeos implica un proceso largo y en el que deben superarse muchos obstáculos de naturaleza técnica, económica, jurídica y política.

### **3.2. Mecanismos de fijación de precios en los mercados de gas**

Como se ha visto en el epígrafe anterior, los mecanismos de fijación de precios en los mercados de gas son un elemento que condiciona enormemente el proceso de liberalización sectorial. De ahí que sea procedente su análisis diferenciado.

Lo primero que hay que entender cuando se habla de la fijación de precios en el mercado del gas natural es que existen dos mercados dentro del mismo: el mercado mayorista y el mercado minorista. Fernández y Lasheras definen el mercado mayorista de gas como “aquel mercado en el que intercambian contratos entidades que generalmente no suelen ser consumidores finales” (Fernández y Lasheras, 2012). Existe una excepción a esta definición, ya que los grandes consumidores finales de gas pueden acudir a este mercado a comprar gas (Fernández y Lasheras, 2012). Las entidades que actúan en este mercado pueden ser operadores gasísticos, traders de energía, agentes financieros y los grandes consumidores finales de gas. Los operadores acuden a este mercado con el objetivo de asegurar su suministro de gas al menor coste posible (Commission de Régulation de l'Énergie, 2013). En mercado mayorista de gas pueden darse acuerdos en distintos periodos de tiempo, desde un horizonte diario a uno anual, y de forma bilateral – *Over The Counter* – o mediante un mercado organizado (Lasheras, 2013).

Por otra parte, el mercado minorista es aquel mercado en el que se realizan transacciones cuyo objeto es el consumo final del gas (Lasheras, 2013). Es decir, es aquel mercado en el que los operadores que acudieron a comprar el gas al mercado mayorista ofrecen su suministro a cambio del pago de precio del servicio. En este mercado hay que distinguir entre los consumidores finales industriales y los consumidores finales domésticos (The Florence School of Regulation Encyclopedia, 2013).



Al ser el objetivo de este trabajo el análisis de los mercados organizados asociados al mercado mayorista, el estudio se centrará en dicho segmento del mercado del gas natural. En el mercado mayorista existen varios mecanismos de fijación del precio. Todos ellos son esenciales para analizar el grado de liberalización de un mercado, ya que conociendo el tipo de mecanismo que rige en una transacción uno se puede hacer una idea del grado de la existencia de competencia en el mercado (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). A grandes rasgos existen dos grupos de mecanismos de fijación de precio del gas: los mecanismos basados en precios regulados y los mecanismos basados en el mercado (Corbeau, et al., 2013).

En los mecanismos basados en precios regulados, un gobierno o una autoridad reguladora fija el precio del gas necesario para alcanzar ciertos objetivos políticos, sociales o presupuestarios. Estos mercados se definen por estar organizados en su gran mayoría en monopolios u oligopolios y en que sus precios son muy poco transparentes (Corbeau, et al., 2013). A continuación, se analizará individualmente cada tipo de mecanismo de fijación de precios basados en precios regulados.

El primer mecanismo es el regulado basado en el coste del servicio, es decir, un mecanismo en el que el precio fijado busca cubrir un coste deducido a partir del gasto que supuso ofrecer el servicio y del rendimiento que se espera obtener para recuperar la inversión en infraestructuras (López, 2009).

El segundo mecanismo es el regulado basado en las regulaciones políticas y sociales (López, 2009). En este mecanismo la autoridad reguladora o el ministerio pertinente fija el precio en función de su percepción de las necesidades sociales, del coste que haya supuesto la infraestructura o de ingresos que necesite el Estado, soliendo ser aplicado por compañías de capital público (Moraleda, 2009). Este mecanismo generará grandes fluctuaciones en el precio por motivos ajenos al propio mercado del gas (Corbeau, et al., 2013).

El tercer mecanismo es el regulado por debajo del coste (López, 2009). El organismo público encargado de la fijación del precio fija un precio inferior a los gastos del servicio de suministro. Este tipo de mecanismo es entendido por mucho como un tipo de subsidio a toda la población. Las empresas encargadas de aplicar este

mecanismo suelen ser de capital público (Moraleda, 2009). Este mecanismo es muy usado en países productores con grandes reservas de gas, que lo utilizan como estímulo hacia ciertos sectores de su economía (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

El cuarto mecanismo es el monopolio bilateral, que consiste en la fijación del precio por medio de acuerdos entre países (López, 2009). El precio se fija por un periodo de tiempo a través de pactos bilaterales entre los gobiernos de ambas naciones. Los consumidores tenían la posibilidad de pagar el producto por medio del apoyo a la financiación de nuevos proyectos de construcción de gasoductos o bien pagando una parte de del combustible recibido por servicios de tránsito (Moraleda, 2009). La organización del mercado del país productor suele ser un monopolio y en el país importador suele ser un mercado organizado alrededor de un único participante o de un número muy reducido de ellos (López, 2009). El sistema suele ser muy opaco debido a que en muchos de estos países el precio fijado en estos acuerdos es de una importancia vital para su economía y por ello no lo hacen público. Este era el mecanismo de fijación de precios en la antigua Unión Soviética, siendo Rusia el productor y el resto de sus países satélite los importadores del gas. Además, hoy en día este mecanismo sigue presente en países subdesarrollados con un mercado del gas muy poco desarrollado (Moraleda, 2009).

El quinto y último mecanismo de fijación de precio regulado es el llamado libre o sin precio. Suele darse en los mercados de los propios países productores (Corbeau, et al., 2013). En estos mercados la extracción de gas está relacionada con la del petróleo, por lo que el coste de su extracción se financia con el precio pagado por el crudo (López, 2009). Mientras que el operador de suministro se tendrá que hacer cargo de los gastos de distribución y transporte, que serán financiados a partir de los beneficios obtenidos de la exportación o por aportaciones del gobierno (Moraleda, 2009).

En los mecanismos de fijación de precios basados en el mercado, el precio será fijado por criterios de oferta y demanda, es decir, por los participantes en el mercado. En este mercado no solo actuarán agentes relacionados con el mercado del gas sino que también intervendrán agentes financieros. El precio concreto del gas variará en función de las especificaciones del contrato. Un ejemplo de las mismas puede ser el

establecimiento de un precio mínimo para toda la duración del contrato o de un máximo para un tiempo determinado (Corbeau, et al., 2013). A continuación, se analizará individualmente cada tipo de mecanismo de fijación de precios basados en el mercado.

El primero de estos mecanismos es el llamado *netback*. En él, el precio del gas dependerá del precio final fijado por el comprador para su producto. El precio se calcula a partir del precio final del producto del consumidor menos su coste de producción y menos el coste del transporte del gas hasta el lugar de consumo (López, 2009). Se solía usar en la fijación del precio del gas destinado a la generación eléctrica en función del precio al que el cliente vende electricidad al consumidor final. También suele ser usado para la venta de gas de grandes consumidores industriales, como puede ser una química que produce amoníaco. En este último caso el objetivo de uso de este mecanismo es ajustar el precio del gas al del producto final, ya que este último depende en gran medida del precio del combustible (Moraleda, 2009).

El segundo mecanismo de fijación de precios basado en el mercado es la escalada del precio del petróleo u otros combustibles. Este está usado con asiduidad en los contratos firmados en la Europa Continental y en Asia. El precio del gas se fijará a partir de del precio de un combustible y de unos ajustes establecidos en el contrato (López, 2009). Los combustibles que suelen tomarse como referencia para la fijación del precio son el fueloil y el crudo, aunque en algunos acuerdos concretos se tomó como referencia el precio del carbón y de la electricidad. Los ajustes exponen en qué proporción deberá cambiar el precio del gas en función del precio del combustible tomado como referencia. Además, muchos de los acuerdos basados en este mecanismo no solo están unidos a la evolución de los precios de algún combustible, sino que también recogen la evolución de la inflación en dichos mercados para así contrarrestar los efectos negativos de la misma (Moraleda, 2009).

Este mecanismo de fijación de precios permite sacar un margen suficiente en la actividad, como para financiar infraestructuras vitales para el mercado. Por ello, es muy utilizado en Europa Continental, ya que esto ayuda a financiar los proyectos vitales para la interconexión de las redes nacionales (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Además, este mecanismo también es aconsejable para aquellos mercados en los que solo haya un reducido número de suministradores de gas, ya que al

fijar el precio del gas a partir del precio de un mercado mucho más líquido como el del petróleo se evitan a posibles manipulaciones del precio (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Por otro lado, el inconveniente principal de este mecanismo es que impide a las empresas ajustar el precio con rapidez a los cambios del mercado. Hoy en día, con un mercado cada vez más volátil las empresas que utilizan este mecanismos en sus contratos de suministro sufren al no poder posicionarse con la suficiente rapidez a los cambios (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

El último mecanismo de fijación de precios es el llamado *gas-on-gas*. Este fija los precios del gas a partir de criterios de oferta y demanda en periodos establecidos -diario, mensual, anual-. Este tipo de fijación de precios es el dominante en Estados Unidos y en Reino Unido y está llamado a tener un gran crecimiento en la Europa Continental durante las próximas décadas (López, 2009). Este es el mecanismo de fijación de precio que asegura una mayor competencia al necesitar un mayor número de agentes para que el precio se fije correctamente (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

El intercambio de gas entre suministradores e importadores se realiza en hubs o cabeceras, que son lugares físicos formados por varios gasoductos conectados a una instalación que permite trasvasar el gas de un gasoducto a otro (Martín-Giraldo, 2005). El hub puede tener también interconectadas instalaciones separadas de almacenamiento y tratamiento de gas, pero el operador del hub normalmente no maneja la relación del cliente con estas instalaciones. El operador meramente trasiega el gas del cliente. Los hubs suelen estar emplazados en zonas de suministro, donde se reciben los volúmenes de gas y se encauzan hacia los mercados, con poca o ninguna actividad bidireccional.

Existen dos tipos de hubs: los trading hubs y los hubs virtuales. Los trading hubs consisten en un hub en el que la empresa encargada de su gestión, además de los servicios mencionados en el párrafo anterior, ofrece la posibilidad de dar servicios de almacenamiento y transporte, de compra-venta o de información -aportando datos sobre los flujos que se intercambian dentro de él- (Martín-Giraldo, 2005). Por otro lado, también existen hubs virtuales que aparte de los servicios ofrecidos por el trading hub ofrecen servicios de ayuda al acuerdo entre los suministradores y compradores para el

transporte desde los lugares de producción hasta los puntos de entrega, de equilibrio de gas o de almacenamiento entre otros. Los hubs virtuales suelen estar asociados con uno o varios hubs físicos para poder ofrecer sus servicios (Martín-Giraldo, 2005).

El hub europeo que tiene un mayor volumen de intercambio es el NBP en Reino Unido. En él se intercambia gas procedente de Noruega, de los campos de extracción británicos, de la Europa Continental y de las plantas británicas de GNL. Existen otros hubs en la Europa Continental, pero los volúmenes de intercambio son mucho menores. Entre estos últimos los mayores son el Title Transfer Facility, o TTF, holandés y el Zeebrugge belga (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

Volviendo al mecanismo de fijación de precios *gas-on-gas*, hay que decir que tiene una gran cualidad que es que el precio mediante este mecanismo refleja las situaciones del mercado en cuanto ocurren. Esto posibilita a las empresas que participan en el mercado la posibilidad de adaptarse con rapidez a estos cambios en términos de venta, producción o estrategia de compra (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Pero para que este mecanismo de fijación de precios funcione es necesario la existencia de un gran número de suministradores de gas para que exista la competencia necesaria para que el precio se fije por criterios de oferta y demanda (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

Es importante resaltar también las distintas tendencias de los precios por medio del mecanismo de la escalada del precio del petróleo u otros combustibles y por el *gas-on-gas*. Mientras que por el primero el precio tiene una evolución mucho más estable, el precio fijado por el mecanismo del *gas-on-gas* es mucho más volátil (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Esta volatilidad supone un mayor riesgo para los operadores, ya que a la hora de fijar las estrategias de compra-venta de gas o de construcción de infraestructuras tendrá mucho más complicado realizar predicciones fiables. Este es el motivo por el que algunos operadores prefieren el uso del mecanismo de la escalada al precio del petróleo para mercados en los que todavía es necesario el desarrollo de infraestructuras (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).

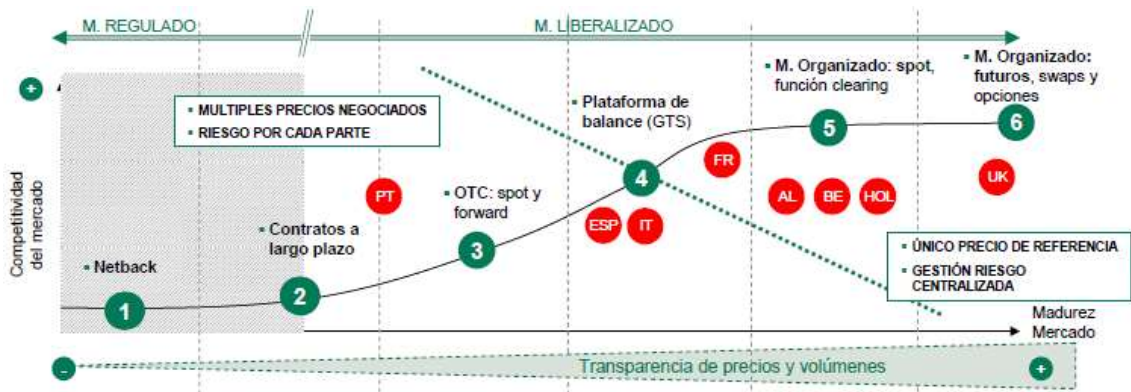
A nivel mundial el mecanismo de fijación de precios que tiene una mayor implantación en función del consumo total de gas es el *gas-on-gas*, seguido de los aquellos mercados en el que los precios están regulados por debajo del coste y por el mecanismo de la escalada del precio del petróleo u otros combustibles (Moraleda, 2009). En cambio a nivel europeo el principal mecanismo de fijación de precios es el de la escalada del precio del petróleo u otros combustibles. El mecanismo *gas-on-gas* es el segundo pero con un porcentaje mucho menor de implantación (Moraleda, 2009).

El peso mayoritario que tiene el método de fijación de la escalada por precios del petróleo u otros combustibles respecto a la distribución mundial donde el mecanismo *gas-on-gas* es el más implantado se debe a una serie de factores. Por un lado, en algunos mercados es necesaria la construcción de nuevas redes para permitir la entrada de nuevos competidores. Como se analizó con anterioridad la volatilidad de los precios basado en la competencia *gas-on-gas* hace que muchas empresas prefieran fijar los precios de sus contratos a través del mecanismo de escalada de precios del petróleo y otros combustibles (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Por otro lado, en los mercados de Europa Central, dependientes principalmente de las exportaciones de gas rusas y noruegas, existe una falta variedad en los suministradores para poder implantar un mercado con la suficiente competencia como para que exista un mercado competitivo. Con esta deficiencia se hace complicado el implantar el mecanismo de competencia *gas-on-gas* (Moraleda, 2009).

### **3.3. Desarrollo de los mercados de gas natural**

Una vez presentado el marco normativo de la liberalización del sector del gas en Europa y descritos los mecanismos habituales de fijación de precios, se pasa seguidamente a analizar el proceso de desarrollo de los mercados de gas natural liberalizados. En el gráfico 3.1 se representa una visión panorámica de las distintas etapas que, con carácter general, conlleva el paso de una estructura monopolística a un escenario plenamente liberalizado. Asimismo, se recoge, a modo de ejemplo, la situación actual de algunos países de la Unión Europea.

Gráfico 3.1. Desarrollo de los mercados de gas europeos



Fuente: Comisión Nacional de la Energía (2009)

Como se puede observar en el citado gráfico, la Comisión Nacional de la Energía define cinco etapas en el proceso de liberalización. Se parte de un mercado regulado organizado alrededor de un monopolio, que se caracteriza por su opacidad y por la falta de competencia. Para terminar el proceso con la existencia de un mercado organizado que ha alcanzado su madurez y al que están asociados mercados de carácter financiero que dotan de liquidez al primero (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

La primera etapa del proceso se corresponde con un mercado regulado, lo cual quiere decir que tanto los precios como la estructura del mercado estaba controlada por el gobierno del país o por una agencia dependiente de él (Comisión Nacional de la Energía, 2009). Este mercado está organizado en forma de monopolio, es decir, una única empresa establecía las condiciones del mercado habiendo una absoluta falta de competencia. La empresa solía ser de titularidad pública, aunque en algunos casos era de capital privado teniendo derechos de explotación en exclusiva del mercado. La estructura de mercado clásica de los mercados regulados suele ser la integración vertical. En esta estructura es la empresa la que controla todas las fases de la cadena del gas presentes en su mercado (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). También sobre ella recaía la responsabilidad de que no hubiese desabastecimiento de gas, lo que lograba a través de acuerdos firmar contratos de suministro a largo plazo con los países productores. Debido a que los acuerdos de suministro se hacían en el ámbito privado, no se conocía el clausulado y los acuerdos establecidos en ellos. Esto se



traducía en una gran falta de transparencia en la fijación de precios (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

En esta fase del proceso de liberalización los precios se fijan por los mecanismos basados en precios regulados, que han sido ampliamente comentados en el epígrafe anterior. Estos son el mecanismo basado en el coste de servicio, el mecanismo basado en regulaciones políticas y sociales, el precio fijado por debajo de coste, el monopolio bilateral y aquellos mercados que ofrecen el gas de manera gratuita a modo de subsidio (Moraleda, 2009).

En la segunda etapa del proceso de liberalización la estructura sectorial se articula sobre la base de contratos bilaterales. Estos contratos suelen ser a largo plazo, de entre 20 y 30 años, y utilizan el mecanismo de fijación de precios de la escalada del precio del petróleo u otros combustibles. Además del mecanismo de fijación del precio estos contratos incluyen cláusulas como la *take-or-pay*, que obligan a pagar el volumen pactado se venda o no, o de *swing*, que permite ajustar el volumen de acuerdo a la demanda existente (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Las empresas productoras y las distribuidoras/comercializadoras usan estos contratos para compartir el riesgo de la operación, es decir, las empresas productoras sufren el riesgo de que los precios cambien a lo largo del tiempo afectando a su beneficio potencial y las empresas distribuidoras/comercializadoras corren el riesgo de no ser capaces de vender todo el gas adquirido. Para minimizar estos riesgos se suele revisar el contrato cada tres o cuatro años, adaptándose así a la situación del mercado. Por un lado, la Unión Europea recomienda estos acuerdos, ya que aseguran el suministro de gas a la red de distribución. Pero por el otro lado, estos contratos pecan de falta de transparencia en los precios y volúmenes (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Al ser la base del mercado los contratos a largo plazo, no existirá una plataforma para comerciar con el gas, sino que el contrato se cerrará por la relación entre las empresas. Esta etapa también se caracteriza por la ausencia de un intermediario cerrándose los acuerdos directamente entre las empresas y por la ausencia del



anonimato de la contraparte con la que se realiza la operación. Los costes de transacción asociados a esta fase son bajos (Cronshaw, et al., 2008).

Como ya se ha mencionado, los contratos a largo plazo generan una gran opacidad en el mercado. Pero en algunos países se publican aproximaciones de los precios y volúmenes intercambiados. Estas aproximaciones son recopiladas y publicadas por empresas privadas u organismos públicos cada mes o trimestre. Mientras que para el cálculo las empresas privadas generalmente utilizan estimaciones y fórmulas desconocidas, los organismos públicos usan el método de los precios aduana, es decir, calculan el número de intercambios medio en las fronteras del país (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

El mercado que alcanza esta fase se encuentra a medio camino entre el mercado regulado -al haber muy poca transparencia en los precios- y del mercado liberalizado -ya que aumenta la competencia al existir un mayor número de empresas- (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

La tercera etapa del proceso de liberalización es en la que se establece un mercado OTC u *Over The Counter*. Según el Profesor Harvey, este es:

*Un mercado descentralizado en el que sus agentes dispersos geográficamente están conectados a través de teléfonos y ordenadores. En estos mercados OTC se intercambian todo tipo de valores no cotizados, como acciones bonos o derivados (Harvey, 2011).*

Como se explica en la definición, en este mercado se cierran acuerdos bilaterales entre las partes por vía telefónica o gracias a la ayuda de un bróker. También se caracteriza por las partes que cierran el acuerdo se conocen y por unos costes de transacción no muy elevados (Cronshaw, et al., 2008).

Para que se pueda desarrollar un mercado OTC será necesaria la existencia de hub físico o virtual, en donde se realicen los intercambios. El mecanismo de fijación de precios del hub será la competencia *gas-on-gas*, es decir, se fijaran los precios a partir de criterios de oferta y demanda de gas. El carácter privado de los contratos que articulan este mercado hace que haya muy poca transparencia de precios y volúmenes.

Para obtener dicha información se tiene que acudir a empresas especializadas, que realizan aproximaciones a los precios y volúmenes a partir de estimaciones o que obtienen dicha información a partir de los brokers (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

El mercado OTC se puede subdividir en dos submercados dependiendo del tipo de contrato que se negocie en él. El primer submercado es el llamado mercado OTC Spot, en donde se negocian los contratos spot. Estos contratos son acuerdos de compraventa de un bien, en donde se precisa el precio y el volumen intercambiado. En estos contratos el intercambio y la liquidación se realizan de forma inmediata (Hull, 2009). Existen una serie de modelos de contrato estándar, como el ZBT 2004 o el NBP 1997, que son los más utilizados en Europa (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

El OTC Spot es el mercado mayorista europeo de gas natural con mayor liquidez. Las principales ventajas de este mercado son la flexibilidad que tienen las partes que intervienen en la operación y los bajos costes de transacción asociados a él. Pero cuenta con un gran inconveniente, que es la falta de cobertura de riesgos a la que tienen que hacer frente las partes (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

El segundo submercado es el OTC Forward, en donde se negocian los contratos forward. Los contratos forward son acuerdos de compraventa, por los que el tenedor del mismo tiene la obligación de vender o comprar un bien en un momento futuro –fecha liquidación- a un precio predefinido en el momento de la firma del contrato –fecha de negociación-. Con él, ambas partes de la operación asumen el riesgo debido al posible impago de la contraparte (Hull, 2009).

Este submercado es usado mayoritariamente para operaciones de cobertura, en las que se intenta mitigar un riesgo, o especulativas, en las que se intenta obtener un beneficio económico a partir de las fluctuaciones de precio del mercado. Las operadoras de gas usarán este tipo de contrato cuando saben que se va a necesitar cierta cantidad de gas en una fecha futura y quieren evitar que las fluctuaciones de precio acaben con la rentabilidad de la operación (Comisión Nacional de la Energía, 2009). En cuanto a la existencia de contratos estandarizados y a la publicación de precios, su funcionamiento es muy similar al submercado OTC Spot.

Volviendo al mercado OTC, se puede decir que a partir de esta etapa se puede hablar de un mercado liberalizado, debido a la existencia de varios competidores y de cierta transparencia en el precio gracias a las empresas especializadas. A pesar de ello, el mercado no puede ser considerado un mercado organizado (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

La cuarta etapa del proceso de liberalización es aquella en la que se implanta una plataforma de balance en el mercado. Según la *European Network of Transmission System Operators for Gas* o ENTSOG –Red Europea de Operadores del Sistema de Transmisión del Gas-, una plataforma de balance es:

*Una plataforma electrónica de intercambio, en la que se compra y vende gas, se llevan a cabo servicios de compensación y donde el operador de la red o GTS – Gestor Técnico del Sistema- participa en todos los intercambios. Suele ser instalada en aquellos mercados mayoristas con falta de liquidez y puede ser el nexo entre no tener un mercado a corto plazo y establecer uno (European Network of Transmission System Operators for Gas, 2011).*

Esta plataforma está gestionada por el operador de la red y aporta información a los agentes del mercado sobre los volúmenes intercambiados a través de ella, y en algunos países con la colaboración de agentes independientes sobre los precios pactados en ella. Dichos precios se obtienen por el mecanismo de la competencia *gas-on-gas* (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Una de las mayores ventajas de esta plataforma electrónica es que aumenta la transparencia del mercado sobre los volúmenes y en muchos casos sobre los precios. Para llevar a cabo una operación no solo será necesario cerrar un contrato con la otra parte, sino que será necesario que este sea validado por la operadora de la red. En la firma de estos acuerdos la otra parte siempre se mantendrá en el anonimato y los costes de transacción asociados a ellos no serán excesivamente elevados (Corbeau, et al., 2013).

En esta última fase se establece un mercado organizado, la estructura de mercado donde la liberalización alcanza un mayor desarrollo. Existen varios factores

determinantes o *drivers* que ayudan a definir un mercado mayorista como organizado. Estos son (Comisión Nacional de la Energía, 2009; Alonso, et al., 2010):

- Capacidad de transporte y Acceso a Terceros a la Red –ATR-: debe existir una amplia red de transporte, en la que haya fácil acceso a terceros. Así como, un sistema de peajes *entry-exit* por el uso de la red, en el que la contratación de capacidad y el peaje de la red son independientes para la entrada y la salida del sistema de distribución. Todo ello, permite el incremento de los intercambios de gas entre los distintos comercializadores.
- Disponibilidad de suministro de gas sobre demanda: la necesaria disponibilidad de un volumen mayor de gas natural que el que demanda el mercado. Esto ayudará al intercambio entre los distintos mercados europeos, siendo para ello muy necesario la existencia de unas buenas conexiones internacionales.
- Flexibilidad: respecto a la capacidad de producción interna de gas y a la capacidad de almacenamiento.
- Capacidad de regasificación: la existencia de una estructura desarrollada para ser un mercado receptor de GNL permitirá a este aumentar el número de proveedores de gas, existiendo así una mayor competencia.
- Número de agentes: es necesaria la existencia de un gran número de agentes en el mercado para que haya una mayor competencia, incrementando así la transparencia del mercado.
- Zonas de balance: la existencia en el mercado de una única zona de balance que funcione bajo la misma normativa y con el mismo sistema de balance diario, incrementa la liquidez del mercado.

Un mercado organizado conlleva la existencia de una agencia de intercambio que ofrezca el servicio de clearing, incrementando así la liquidez y la transparencia del mercado (Comisión Nacional de la Energía, 2009). El servicio de clearing se encuentra presente a lo largo de todas las actividades realizadas durante una operación de compra-venta asegurándose de que esta cumple con la normativa vigente. Para el buen funcionamiento del servicio es necesaria la existencia de una cámara de compensación, entidad financiera altamente capitalizada, que en caso de insolvencia pueda hacer frente al pago de la deuda generada. La cámara de compensación deberá estar presente en

todas las operaciones del mercado, para dar la seguridad a los participantes de la transacción de que recibirán el dinero pactado en el contrato. Esta cámara de compensación es gestionada por el operador de la red y por un agente independiente, siendo financiada por medio de tasas al realizar una operación en el mercado organizado.

A parte de ofrecer garantías de crédito y una total transparencia de los precios y volúmenes del mercado, la otra gran ventaja del mercado organizado es la libertad de suscripción, es decir, cualquier entidad –financiera, consumidores u otras- podrá participar en él (Corbeau, et al., 2013).

Una característica especial de este mercado es la existencia de contratos físicos en los que se realiza la entrega física del volumen de gas comprado o vendido y la existencia de contratos financieros en los que no hay entrega física del gas. En estos últimos, se puede liquidar el contrato por la diferencia de precio existente en un momento dado (Corbeau, et al., 2013). Todos los contratos que se negocian en este mercado están bastante estandarizados, lo que aporta mucha liquidez y transparencia al mercado. Hay que resaltar también que los agentes del mercado que quieran participar en el mercado deberán pagar una tasa por cada operación y que las partes que participaban en la operación de intercambio se mantendrán en el anonimato (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Al igual que el mercado OTC, el mercado organizado se divide en dos submercados en función de los tipos de contratos que se negocian en él. El primer submercado es el llamado Spot, en donde se realizan operaciones spot. Estas operaciones consisten en la compra-venta de un bien –commodities, divisas o valores- al precio de mercado de ese momento (Hull, 2009).

Los activos negociados en este mercado tienen varias periodicidades, desde diaria a anual. Con ellos se logra dar una gran liquidez al mercado en todos los periodos de negociación. Los precios son publicados a tiempo real a través de la plataforma electrónica de intercambio (Comisión Nacional de la Energía, 2009). Este submercado es usado por los operadores de gas cuando detectan un buen precio o existe una urgencia de aprovisionamiento (Corbeau, et al., 2013).

El segundo submercado es llamado mercado de derivados, en el que se negocian mayoritariamente futuros, opciones y swaps. Los futuros son contratos forward estandarizados a un mercado. Al ser iguales en todo el mercado existe un gran mercado secundario en donde se intercambian (Hull, 2009). Se pueden utilizar con fines de cobertura, como cuando un operador de gas se quiere asegurar un precio en una fecha futura sin el riesgo de ser impagado y con la seguridad de que se puede deshacer de él en el mercado secundario, o con fines especulativos, si se pretende obtener un beneficio por el cambio en el precio del gas.

Las opciones son contratos en el que el comprador de la opción tiene la posibilidad de adquirir o vender un activo en un momento futuro, teniendo la contraparte la obligación de comprarlo o venderlo al precio previamente pactado. Para tener esta capacidad de elección se debe pagar una prima en el momento de la firma del contrato. Existen opciones de compra o Call y opciones de venta o Put (Hull, 2009). Con ellas los operadores tendrán la posibilidad de fijar un precio de compra estando a la expectativa de la evolución del mercado a cambio del pago de una prima en el momento de la compra de la opción.

Por último, los swaps son contratos a largo plazo en los que se intercambian flujos de caja entre las partes implicadas en el contrato. El activo subyacente de este contrato será un volumen dado de gas (Hull, 2009). Este instrumento sería usado si el operador de gas quisiera comprar un volumen de gas durante un tiempo a un precio constante eliminando así el riesgo asociado a la volatilidad del mercado (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Como ya se ha mencionado, los principales usos de estos activos son su uso bajo una estrategia de cobertura, eliminando el riesgo de las fluctuaciones del precio del gas, y especulativas, obteniendo un beneficio de dichas fluctuaciones. Todos los productos son vendidos a través de una agencia de intercambio, que actúa a su vez de coordinadora del mercado y de cámara de compensación. Además, dicha agencia de intercambio se encargará de publicar los precios a tiempo real de los activos que cotizan en el mercado. En el momento actual, dentro del mercado solo el 5% de la operaciones suponen la entrega física del bien (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

## 4. Los mercados de gas natural en Europa

Una vez analizado el proceso liberalizador desde la triple perspectiva regulatoria/organizativa, contractual e institucional, en este capítulo se describirá la situación de tres mercados europeos de gas que presentan características muy distintas. Los tres casos de estudio elegidos son el Reino Unido, Alemania e Italia. Como modelo o marco teórico de análisis se utilizarán los drivers o factores determinantes de la aparición de mercados organizados descritos en el epígrafe 3.3. De esta forma se pretende ilustrar cómo el proceso liberalizador es complejo, está influenciado por la trayectoria previa y da lugar a combinaciones diferentes de elementos de mercado.

El mercado de gas británico será el primero en ser analizado. Como ya se mencionó con anterioridad fue el primer mercado europeo en iniciar el proceso de liberalización a mediados de los ochenta, siguiendo la estela de Estados Unidos (Juris, 1998). Desde esos momentos y hasta la actualidad, los distintos gobiernos han desarrollado una normativa clara y precisa para impulsar el proceso (Energy Charter Secretariat, 2007). Gracias a ello, el mercado británico puede hacer gala de ser el mercado mayorista europeo más maduro y con mayores niveles de liquidez. Ahora bien, no conviene olvidar que una de las principales razones de este impulso al mercado gasista es que el gas es la fuente principal de energía dentro del mix energético británico (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Este mercado no sólo cuenta con una gran red de distribución interna, que lleva el gas desde los campos de extracción en el Mar del Norte hasta los puntos de consumo del país, sino que además cuenta con una gran red de gaseoductos provenientes de otros mercados. Está conectado con el mercado exportador noruego a través de dos gasoductos y con el mercado de la Europa continental a través del *Interconnector* (National Grid, 2014).

El mercado cuenta con sobre-oferta, es decir, tiene una mayor cantidad de gas que el demandado por el mercado, lo que le ayuda a poder exportarlo a otros mercados. Otra de las ventajas con las que cuenta es su gran flexibilidad gracias a la producción interna y a la red de centros de almacenamiento. En este aspecto el mercado británico es

particular en Europa, ya que la mayor parte del gas que consume es producido en sus campos de extracción, lo que evita la dependencia de un mercado exterior. Esta particularidad desaparecerá con el tiempo conforme se agoten sus reservas. Además, el mercado británico cuenta con un gran número de agentes operando en él, lo que ha permitido la existencia de una fuerte competencia. La existencia de un hub, el NBP, de una plataforma de balance única en todo el mercado y la libertad de acceso a aquellos que cumplan las características permite que se genere una mayor liquidez en el mercado (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

La única carencia en términos de organización de este mercado es la falta de una gran capacidad de regasificación. Existen algunas plantas regasificadoras pero no permiten tratar un volumen de gas suficiente como para poder dotar de flexibilidad adicional al mercado. No se espera que el mercado avance en este sentido hasta que no existan unos niveles de producción nacionales reducidos, ya que la costosa instalación de una planta regasificadora no se rentabilizaría en las condiciones de mercado actuales (Comisión Nacional de la Energía, 2009). A pesar de esta última limitación, el mercado británico se puede considerarse como el más desarrollado y líquido de toda Europa.

En el mercado mayorista británico se cierran contratos en todas las fases del proceso de liberalización. Por un lado, una gran parte de las importaciones de gas se cierran mediante contratos a largo plazo con los países productores, en los que el precio se fija por el mecanismo de la escalada del precio del petróleo u otros combustibles. Debido a la falta de transparencia en estos contratos, el coste de aprovisionamiento a largo plazo del mercado es desconocido (Corbeau, et al., 2013).

En el mercado no organizado u OTC se firman contratos bilaterales entre las partes gracias a herramientas electrónicas que opera un bróker, que trabaja para firmas como Tullet Prebon o ICAP. En este mercado existen empresas especializadas en la publicación de estimaciones de precios. La más conocida es ICIS Heren, que publica el índice referencia, el Índice Heren NBP. Una de las principales características de este mercado es su elevada liquidez, habiendo en él una mayor presencia de contratos forward que de contratos spot (ICIS, 2012).



Por otro lado, el mercado organizado spot u OCM – *On-the-day Commodity Market*– se articula alrededor de la plataforma de balance gestionada por la empresa APX. Esta firma es la encargada de realizar las funciones de clearing sobre el hub (APX Group, 2014). En este sistema también participa el transportista National Grid, que se encargará a evitar desbalances en el sistema pero que no entrará dentro de la operación financiera. National Grid también tendrá que publicar los precios de las operaciones que se dan en el mercado. En este mercado se dan tanto contratos con intercambios físicos como simples transacciones financieras. Además, es importante recordar que el trading en este mercado es continuo (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Por último, el mercado de derivados se estructura alrededor de la plataforma electrónica ICE. En esta plataforma oferta se intercambian sobretodo futuros sobre el precio del gas de la plataforma NBP. Otros tipos de contrato de derivados de mayor complejidad no tienen mucha penetración en el mercado (ICE, 2014). Esta plataforma también realiza funciones de cámara de compensación para así limitar los riesgos de impago del mercado (ICE, 2014). Esta plataforma puede ser utilizada como herramienta de gestión del riesgo de fluctuación del precio del gas, como vehículo de gestión o como precio referencia para los contratos a largo plazo. Pero la mayor parte de los intercambios realizados a través de esta plataforma son carácter puramente financiero, ya que las entidades financieras acuden a él debido a la privacidad que les da el sistema (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Como conclusión a la descripción de este mercado se puede decir que el mercado británico presenta un alto grado de madurez tanto a lo relativo a la transparencia de precios y volúmenes como a la liquidez. El mercado británico que tiene un mayor volumen de operaciones es el no organizado que acapara el 90% de dicho volumen. El otro 10% se reparte en el mercado organizado entre el mercado de derivados y el mercado spot, siendo el primero el que tiene un mayor cuota (Comisión Nacional de la Energía, 2009). El mercado británico, dentro del contexto europeo, es el mercado de referencia y el que se toma como elemento de comparación o *benchmark* a todos los efectos.

En segundo lugar se analizará el mercado mayorista de gas alemán. Este se caracteriza por ser el segundo mayor consumidor de gas europeo, solo por detrás del

Reino Unido y por ser uno de los principales corredores de gas del continente. A pesar de ello, el volumen intercambio que se da en el mercado mayorista es muy pequeño (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Una de las principales causas de este bajo volumen de negociación es la complejidad de su red de distribución. En la actualidad en el mercado alemán existen dos tipos de gas de calidades diferentes, el L-Gas y el H-Gas. Estos se distribuyen a través de infraestructuras diferentes. Estas infraestructuras están divididas a su vez en catorce regiones. El sistema establecido genera una baja liquidez en todo el mercado (RWE, 2013). Otro aspecto que denota la gran complejidad del mercado alemán y la falta de liquidez del mismo es la existencia de un gran número zonas de balance, en las que además solo se puede intercambiar un solo tipo de gas (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Para luchar contra esta situación el gobierno alemán promovió el acceso a terceros a las redes de distribución y una fuerte integración entre las distintas regiones que conforman el mercado nacional. La meta que se pretende alcanzar con ello es el establecimiento de dos regiones, una para cada tipo de gas, logrando así una mayor liquidez y eficiencia del mercado (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Además, el mercado alemán no cuenta con un exceso de suministro, ya que el nivel de importaciones y de producción es muy similar al nivel de consumo. Aunque existan muchas infraestructuras destinadas al almacenamiento, el mercado no cuenta con instalaciones de regasificación, lo que le resta flexibilidad. A pesar de esto puede hacer uso de la regasificadora del puerto de Rotterdam para importar GNL a su mercado, ya que existe un gran número de interconexiones entre el mercado alemán y el holandés (RWE, 2013). Como aspecto positivo se puede mencionar la existencia de un número muy elevado de agentes que actúan en el mercado (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

En el mercado mayorista alemán también se cierran contratos en todas las fases del proceso de liberalización. Las importaciones siguen cerrándose en su mayoría a través de contratos a largo plazo con los países productores (Comisión Nacional de la Energía, 2009). Una peculiaridad de mercado alemán es la existencia de un organismo nacional

que cada mes hace público los precios frontera, es decir, los precios medios de las importaciones que han atravesado las distintas fronteras del mercado. Esto aporta algo de transparencia a esta parte del mercado (BAFA, 2013).

El mercado OTC alemán es aquel que tiene una mayor liquidez. En estructura es similar al británico, ya que en él se encuentran las mismas firmas especializadas en la labor de bróker del mercado y las mismas empresas encargadas de la publicación de las estimaciones de los precios. Pero existe un factor que diferencia a estos dos mercados, que es el número de hubs virtuales que operan en él. Mientras que en el Reino Unido solo hay uno, el NBP, en Alemania existen un gran número de ellos, de los que los más importantes son el EGT y el BEB (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Por un lado, el EGT se caracteriza por la gran correlación entre sus precios y los fijados el NBP británico y el TTF holandés. En el momento actual, está muy vinculado al hub holandés. Se espera que tenga un gran potencial de crecimiento debido a su situación estratégica, lo que puede llevarle a desvincularse del hub holandés convirtiéndose en uno de los hubs de referencia europeos. Por otro lado, el BEB tiene uno de los precios más bajos del mercado, debido a que a través de él se redistribuye el gas entre distintas regiones europeas. Se ha especulado mucho sobre la posibilidad de que TTF se fusione con este mercado alemán conformando así uno de los primeros hubs transfronterizos europeos (Wood, 2008). Cada uno de ellos gestiona sus actividades a través de plataformas de balance propias. Mientras que la plataforma EUCABO de BEB está más orientada a las transacciones con el mercado holandés, la plataforma de EGT se centra en operaciones dentro del propio mercado alemán (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Todo el mercado organizado alemán se articula alrededor de la plataforma de intercambio electrónica European Energy Exchange o EEX. Dentro de ella se integra tanto el mercado spot con el de derivados, siendo en el hub EGT y en el BEB donde se realizaran las transacciones (Market Surveillance of EEX, 2008). En esta plataforma es esencial la figura del *market maker*, que son agentes encargados de realizar a la vez operaciones de compra y venta para así dotar de una mayor liquidez al mercado. A cambio de realizar dicha función los *market makers* reciben ciertas ventajas

económicas. Algunos ejemplo de estos agentes son: Vitol, EDF Trading o E.On Ruhrgas (Eurex Group, 2014).

Tanto en el mercado spot como en el de derivados solo se realizaran transacciones financieras no físicas y estas transacciones serán solo sobre el H-gas. En ellos existen un gran número de agentes, lo que dará lugar a una gran competencia entre ellos. Los principales contratos que se acuerdan en esta plataforma son contratos spot y futuros de un plazo de entre un mes y 6 años (Comisión Nacional de la Energía, 2009). El EEX es considerado en la actualidad la plataforma europea con un mayor crecimiento y velocidad en su expansión. Esto llevará al mercado organizado alemán a ser uno de los líderes europeos (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Como conclusión al mercado alemán se aprecia un gran potencial de crecimiento y ya tiene muchas de las bases asentadas para lograrlo. Para que el mercado tenga una estructura mercado organizado será necesario que se simplifique la estructura del mercado y que se permita un mayor acceso de terceros a la red, con ello se logrará una mayor liquidez en el sistema. En este mercado, un 78% de los volúmenes de intercambio se realiza en el mercado OTC, un 2% sobre las operaciones que usaron el sistema electrónico y un 20% para el mercado de derivados (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Por último, se analizará el mercado mayorista italiano. Por su estructura el mercado italiano debería de tener una mayor liquidez. Pero existen una serie de factores que limitan su progreso. Primero, en Italia existe una gran incertidumbre regulatoria, debido a la inestabilidad política del país, y unos altos niveles de burocratización. Segundo, ENI, el principal gasista italiano, sigue ostentando una posición de privilegio respecto al resto de competidores del mercado. Tercero, las infraestructuras de entrada de gas son insuficientes para generar un volumen alto de transacciones. Por último, la autoridad reguladora tiene un carácter muy intervencionista (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Todo ello hace que el análisis a partir de los *drivers* no deje al mercado italiano en una buena posición respecto a su evolución en el proceso de liberalización. Por un lado, la capacidad de transporte se ve muy limitada, debido a la saturación de las redes de

entrada en el mercado. Esta situación mejorará cuando se construyan nuevas infraestructuras. Además, el mercado muestra muy poca flexibilidad, debido a la precaria red de almacenamiento, a la baja producción y a la poca penetración que tiene de momento el GNL (European Network of Transmission System Operators for Gas, 2013). El último *driver* negativo es que a pesar de la existencia de un gran número de agentes en el mercado, ENI mantienen una posición dominante, lo que dificulta la implantación de la una mayor competencia. Por otro lado, el mercado obtiene un exceso de oferta, que ayuda a poder a hacer frente a picos de demanda puntuales. Además, cuenta con una única zona de balance en todo el mercado (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

En el mercado italiano la mayor parte de las importaciones siguen cerrándose bajo contratos a largo plazo entre ENI y los países europeos, siendo el mecanismo de fijación de precios la escalada a precios de petróleo u otros combustibles. Los precios son estimados por firmas especializadas a través del método Heren y publicados con posterioridad en sus revistas (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

El mercado OTC italiano está inspirado en el modelo NBP británico. Las transacciones se concentran en el hub virtual italiano, el PSV, y en los puntos frontera, aunque la gran mayoría de ellas se realiza a en este último lugar. La principal manera de cerrar contratos es mediante acuerdos bilaterales entre los distintos agentes gracias a la ayuda de un bróker. La publicación de los precios es llevada a cabo por empresas especializadas, como ICIS HEREN o Platts a cambio del pago de una tarifa anual (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

La plataforma de balance electrónica asociada al hub PSV se encarga de registrar las operaciones del mercado OTC. Por ello, solo recoge los datos relativos a los volúmenes y no a los precios pactados, debido a ello este mercado se caracterice por su total falta de transparencia respecto al precio. A pesar de la opacidad del mercado en cuanto a precios, es verdad que existen un gran número de agentes operando en este mercado. La plataforma es gestionada por la empresa encargada de la distribución del gas (Bortoni, 2013; Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Hoy en día, no existe un mercado mayorista organizado en Italia, pero la autoridad reguladora está intentado que este mercado se desarrolle a través de reuniones periódicas con técnicos en la materia, que marquen la hoja de ruta para hacer posible dicho desarrollo (Milano Finanza, 2008).

En conclusión se puede decir que el mercado italiano no ha avanzado mucho en su proceso de liberalización, ya que el 100% de las operaciones se cierra en el mercado no organizado u OTC (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Como se puede observar a partir del análisis de los mercados británico, alemán e italiano, la situación del proceso de liberalización de los mercados del gas en Europa dista mucho de ser homogénea. El mercado británico ha alcanzado un alto grado de desarrollo, caracterizándose por un mercado organizado bien asentado en el que se intercambian todo tipo de contratos. Por otro lado, en el mercado alemán existe un gran potencial de crecimiento en todos sus mercados, pero para lograrlo será necesario aplicar reformas que simplifiquen la capacidad de transporte del país y el mejoren la capacidad de acceso de terceros a la red. Por último, el mercado italiano no se ha desarrollado más allá del mercado OTC, debido en gran medida sus problemas estructurales.

## 5. Perspectivas de futuro y conclusiones

El trabajo fin de grado ha pretendido realizar un análisis del proceso de liberalización vivido por el sector del gas natural en Europa, prestando especial atención al desarrollo de mercados mayoristas no organizados y organizados, incluyendo entre ellos los de índole financiera.

Seguidamente se destacarán las principales tendencias y perspectivas de futuro que se atisban para los próximos años, asumiendo que el proceso liberalizador siga avanzando:

- A pesar del creciente euroescepticismo que domina la agenda política de muchos gobiernos europeos, es previsible que las instituciones europeas sigan desarrollando nueva legislación y aplicando medidas de política de competencia para lograr una mayor integración y liberalización de los mercados gasistas.
- A medida que se logre una mayor integración, el mercado resultante se caracterizará por la existencia de un número reducido de empresas internacionales que operaran en un ámbito geográfico amplio. Estas empresas estarán especializadas en un nicho de mercado (por ejemplo, en el trading) o estarán integradas tanto vertical como horizontalmente, para así poder reducir costes a través de las economías de escala y alcance (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).
- El mecanismo de fijación de precio predominante pasará a ser el obtenido por criterios de oferta y demanda, en vez del mecanismo de escalada de precios del petróleo u otros combustibles predominante hoy en día (United Nations Economic Commission for Europe, 2012). Esto provocará que los grandes consumidores de gas tengan que hacer frente a fluctuaciones en el precio. Para evitarlo usarán los contratos de derivados a modo de operaciones de cobertura (Cronshaw, et al., 2008).
- Para establecer los precios del gas se distribuirán distintos *hubs* a lo largo de la geografía europea, pero para ello no se tomará en cuenta las fronteras nacionales. Estos hubs se caracterizarán por estar bien interconexionados y por ofrecer una gran variedad de servicios, como almacenaje. La existencia de los

hubs aumentará de la liquidez del mercado y el poder que pueden ejercer las empresas sobre el precio. Los precios fijados en ellos serán distintos, debido a los distintos costes de transporte a los puntos de intercambio. Pero dichos precios seguirán tendencias parecidas al conformar un mercado (Cronshaw, et al., 2008).

- Para que un mercado que presenta numerosas imperfecciones pueda funcionar de manera relativamente eficiente, corrigiendo posibles prácticas monopolísticas de los grandes agentes que en él operan, será necesario establecer un organismo regulador independiente a nivel europeo, que se encargue de proteger al consumidor frente a estas prácticas. Este organismo se encargará de regular y controlar los mercados mayoristas, mientras que los reguladores nacionales deberán encargarse de la supervisión de los mercados minoristas. Las prácticas monopolísticas también se verán reducidas por la misma dinámica del mercado, al exponer estas prácticas a la transparencia de los precios y a la elección de distribuidor del consumidor (United Nations Economic Commission for Europe, 2012).
- En este mercado existirá una mayor transparencia en los precios y volúmenes intercambiados, capacitando a las empresas a hacer un uso más eficiente de la infraestructura del mercado. La información financiera será más complicada de analizar debido a la cantidad de información tan grande que se generará. Para el análisis será necesaria la ayuda del organismo regulador. A parte de aportar una mayor transparencia al mercado, el otro objetivo clave del regulador será la seguridad de suministro (Cronshaw, et al., 2008).
- Respecto a las infraestructuras deberá establecerse una infraestructura común para todo el mercado con total libertad de accesos a terceros. Los almacenes se construirán en aquellas regiones con precios más bajos (Cronshaw, et al., 2008).
- Los mercados financieros asociados al mercado mayorista del gas natural, con el tiempo, tenderán a la integración. Así las plataformas de balance pasarán a ser operativas en más de un mercado aumentando la liquidez del sistema. En el futuro todos los tipos de acuerdo tendrán vigencia, pero cambiará la ponderación sobre los mismos, habiendo un mayor número de intercambio en los mercados organizados y reduciéndose los producidos en los mercados no regulados. Los



volúmenes intercambiados en el futuro en estos mercados serán mucho mayores, ya que las operadoras usarán los diferentes tipos de contrato para realizar operaciones de cobertura de riesgo de precio. También aumentará su uso para operaciones financieras o de especulación. (Comisión Nacional de la Energía, 2009).

Existen, claro está, muchas incertidumbres sobre el camino futuro del sector del gas en Europa. Pero, como se indicó en los párrafos introductorios del trabajo, está generalmente aceptado que el papel del gas en el balance energético europeo será mayor. Asimismo, también se da como descontado que el sector resultante estará más integrado, más desregularizado y gozará de mayores niveles de transparencia, liquidez y seguridad de suministro.

La principal conclusión del trabajo es que, aunque se tiende hacia la integración, el proceso liberalizador lleva trayectorias y temporalidades distintas en los diferentes Estados miembros de la Unión Europea. Si bien el estímulo inicial es común –las directivas sobre la integración de los mercados–, las situaciones de partida de los sectores gasistas nacionales eran muy heterogéneas: había países con un elevado grado de penetración del gas y otros que estaban mucho menos gasificados; diferentes estructuras de propiedad y de organización sectorial; países con producción y reservas de gas, pero la mayoría sin ellas; países internamente integrados en infraestructuras de gas y otros fragmentados; países con interconexiones exteriores –gasoductos de transporte o plantas de regasificación– y otros escasa o nulamente interconectados. Todos estos factores ayudan a comprender por qué el grado de desarrollo de los mercados OTC, organizados y de productos derivados es por ahora también heterogéneo.

La elaboración del trabajo fin de grado ha permitido al autor entrar en contacto con un sector que le era mayormente desconocido hasta entonces. Los mercados petrolíferos y eléctricos tienen mucha más presencia en los libros de texto o en las noticias económicas. Sin embargo, la realización de esta investigación ha servido para constatar la relevancia de los mercados de gas (suponen el 25% del consumo energético mundial) y su importante papel en el balance energético futuro de Europa.

En el análisis del sector del gas se ven además nítidamente reflejados muchos de los conocimientos jurídicos, económicos y financieros adquiridos en el grado, por lo que el tema elegido, además de ser relevante, ha sido interesante. La menor disponibilidad de datos públicos sobre el sector del gas, en comparación con sector petrolífero o el eléctrico, ha provocado hasta ahora que existan menos estudios al respecto, obligando a un análisis más cualitativo. Como todo trabajo inicial y de carácter exploratorio, no es más que una primera aproximación al problema objeto de análisis. Como posibles extensiones o ampliaciones futuras se presentan las siguientes:

- Estudiar la liberalización del mercado del gas en España, con especial atención a la formación un hub y de mercados financieros asociados.
- Analizar empíricamente el papel jugado por la cadena GNL para alinear los precios europeos del gas con los de las otras grandes zonas consumidoras del mundo.
- Medir de forma empírica la convergencia en precios de los mercados europeos de gas, en línea con diversos trabajos publicados al respecto.

## Bibliografía

Alonso, A., Olmos, L. y Serrano, M., 2010. *Aplicación de un modelo de peajes entry-exit al sistema de transporte de gas en España*, Madrid: Comisión Nacional de la Energía.

Álvarez Pelegry, E. y Bálbas Peláez, J., 2003. *El gas natural: del yacimiento al consumidor*. Primera ed. Madrid: CIE Inversiones Editoriales Dossat 2000.

American Gas Association, 2014. *How Does the Natural Gas Delivery System Work?*. [En línea]

Disponible en:

<http://www.aga.org/KC/ABOUTNATURALGAS/CONSUMERINFO/Pages/NGDeliverySystem.aspx>

[Último acceso: 2014 Febrero 17].

American Petroleum Institute, 2013. *The Story of Oil and Natural Gas*. [En línea]

Disponible en: <http://www.api.org/story/index.html>

[Último acceso: 15 Febrero 2014].

APX Group, 2014. *Spot Market*, Londres: APX Group.

BAFA, 2013. *Annual Report 2012 / 2013*, Eschborn: Federal Office of Economics and Export Control.

Barnes, N., 2009. *Energy Supply Probe – proposed retail market remedies*, Londres: Office of Gas and Electricity Markets.

Belkin, P., Ratner, M., Nichol, J. y Woehrel, S., 2013. *Europe's Energy Security: Options and Challenges to Natural Gas Supply Diversification*, Washington DC: Congressional Research Service.

Bjørnmoose, J., Roca, F., Turgot, T. y Hansen, D. S., 2009. *An assessment of the gas and oil pipelines in Europe*, Brussels: Directorate General for Internal Policies.

BNK España, 2014. *Exploración sísmica*. [En línea]

Disponible en: <http://www.bnkpetroleum.es/es/operaciones/descripcion-tecnica/exploracion-sismica>

[Último acceso: 16 Febrero 2014].

Bortoni, G., 2013. *Annual report on the state of services and regulatory activities*. Roma, Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Boundy, B., Davis, S. C., Diegel, S. W. y Wright, L., 2011. *Biomass Energy Data Book*, Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory.

British Petroleum, 2013. *BP Statistical Review of World Energy*, Londres: BP Statistical Review of World Energy.

Comisión Nacional de la Energía, 2009. *Análisis comparativo de los mercados internacionales de gas - Tendencias internacionales y mejores prácticas que pudieran ser aplicadas al mercado español del gas natural*, Madrid: Dirección de Gas.

Comisión Nacional de la Energía, 2009. *El sector, la regulación y el suministro de gas*, Madrid: Dirección de Gas.

Commission de Régulation de l'Énergie, 2013. *The Gas Market*. [En línea]  
Disponibile en: <http://www.cre.fr/en/markets/wholesale-market/the-gas-market>  
[Último acceso: 23 4 2014].

Commission of the European Communities, 1988. *The Internal Energy Market*, Brussels: s.n.

Consejo Europeo, 1991. *Directiva del Consejo de 31 de mayo de 1991 relativa al tránsito de gas natural a través de las grandes redes*, Estrasburgo: Diario Oficial de las Comunidades Europeas.

Corbeau, A.-S., ten Kate, W. y Varró, L., 2013. *Developing a natural gas trading hub in Asia*, París: International Energy Agency.

Creti, A. y Villeneuve, B., 2003. *Long-term contracts and take-or-pay clauses*, Toulouse: University of Toulouse.

Cronshaw, I., Marstrand, J., Pirovska, M., Simmons, D. y Wempe, J., 2008. *Development of competitive gas trading in Continental Europe*, Paris: International Energy Agency.

Daganzo, J. M., 2012. La vida en un metanero. *Gasactual*, Issue 122, pp. 21-25.

Enagas, 2006. *Cadena del gas natural*. [En línea]  
Disponibile en:  
[http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1146230941434ylanguage=esypagename=ENAGAS%2FPage%2FENAG\\_pintarContenidoFinal](http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1146230941434ylanguage=esypagename=ENAGAS%2FPage%2FENAG_pintarContenidoFinal)  
[Último acceso: 17 Febrero 2014].

Enagas, 2011. *Concepto: Buque metanero*. [En línea]  
Disponibile en:  
[http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1146236911922ylanguage=esypageid=1146230944137ypagename=ENAGAS%2FENAG\\_Glosario\\_FA%2FENAG\\_fichaTerminoGlosario](http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1146236911922ylanguage=esypageid=1146230944137ypagename=ENAGAS%2FENAG_Glosario_FA%2FENAG_fichaTerminoGlosario)  
[Último acceso: 17 Febrero 2014].

Energy Charter Secretariat, 2007. *Putting a price on Energy*, Bruselas: Energy Charter Secretariat.

Eurex Group, 2014. *Market-Making*. [En línea]

Disponible en: <http://www.eurexchange.com/exchange-en/trading/market-model/market-making/>  
[Último acceso: 5 Mayo 2014].

Eurogas, 2014. *About Gas*. [En línea]

Disponible en: <http://www.eurogas.org/about-gas/>  
[Último acceso: 29 Enero 2014].

European Network of Transmission System Operators for Gas, 2011. *Gas balancing launch documentation*, Brussels: ENTSOG.

European Network of Transmission System Operators for Gas, 2013. *Gas Regional Investment Plan South-North Corridor 2012 - 2021*, Bruselas: ENTSOG.

European Union, 2007. *Trans-European energy networks*. [En línea]

Disponible en: [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/internal\\_energy\\_market/127066\\_en.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/127066_en.htm)  
[Último acceso: 20 Abril 2014].

Fernández, J. y Lasheras, M. A., 2012. *Los mercados mayoristas de gas natural: Una referencia a la realidad europea*, Barcelona: Fundación para la Sostenibilidad.

Gas Natural Fenosa, 2014. *Trading*. [En línea]

Disponible en:  
<http://www.gasnaturalfenosa.com/es/actividades/lineas+de+negocio/1297073125382/trading.html>  
[Último acceso: 24 Febrero 2014].

Gelabert, L., Labandeira, X. y Linares, P., 2011. *Renewable Energy and Electricity Prices in Spain*, Vigo: Economics For Energy.

Gobierno de España, 2002. *Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de gas natural*. Madrid: Boletín Oficial del Estado.

Harvey, C. R., 2011. *NASDAQ - Financial Glossary*. [En línea]

Disponible en: <http://www.nasdaq.com/investing/glossary/o.o.t.c.>  
[Último acceso: 19 Abril 2014].

Hull, J. C., 2009. *Introducción a los mercados de futuros y opciones*. Sexta ed. Naucalpan de Juárez: Pearson Educación de México.

ICE, 2014. *ICE Clear Europe*. [En línea]

Disponible en: [https://www.theice.com/clear\\_europe.jhtml](https://www.theice.com/clear_europe.jhtml)  
[Último acceso: 6 Mayo 2014].

ICE, 2014. *UK Natural Gas Futures*. [En línea]

Disponible en: <https://www.theice.com/productguide/ProductSpec.shtml?specId=910>  
[Último acceso: 5 Mayo 2014].

ICIS, 2012. *European Gas Hub Report*, Londres: ICIS.

IEA, 2013. *World Energy Outlook*, París: International Energy Agency.

Instituto Catalán de la Energía, 2013. *El gas natural*. [En línea]

Disponible en:

[http://www20.gencat.cat/portal/site/icaen/menuitem.897a4be85d3b580ec644968bb0c0e1a0/?vgnextoid=43d46d4a80e3d110VgnVCM1000008d0c1e0aRCRDyvgnextchannel=43d46d4a80e3d110VgnVCM1000008d0c1e0aRCRDyvgnextfint=defaultynewLang=es\\_ES](http://www20.gencat.cat/portal/site/icaen/menuitem.897a4be85d3b580ec644968bb0c0e1a0/?vgnextoid=43d46d4a80e3d110VgnVCM1000008d0c1e0aRCRDyvgnextchannel=43d46d4a80e3d110VgnVCM1000008d0c1e0aRCRDyvgnextfint=defaultynewLang=es_ES)

[Último acceso: 18 Febrero 2014].

International Energy Agency, 2013. *A lost decade for European natural gas?*. [En línea]

Disponible en: <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2013/may/name.37375.en.html>

[Último acceso: 12 Abril 2014].

Joskow, P. L., 2013. Natural Gas: From Shortage to Abundance in the United States..

*The American Economic Review*, 103(3), pp. 338-343.

Juris, A., 1998. *Natural Gas Markets in the U.K.*. [En línea]

Disponible en: <http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/138juris.pdf>

[Último acceso: 11 Abril 2014].

Lasheras, M. A., 2013. *Jornada Técnica: Los mercados energéticos, el mercado de gas*.  
Barcelona, Iberiangashub.

Linde Group, 2013. *Licuefacción del gas natural*. [En línea]

Disponible en: [http://www.linde-engineering.es/es/process\\_plants/lng-and-natural-gas-processing-plants/liquefied\\_natural\\_gas/index.html](http://www.linde-engineering.es/es/process_plants/lng-and-natural-gas-processing-plants/liquefied_natural_gas/index.html)

[Último acceso: 17 Febrero 2014].

López Anadón, E. A., 2009. Mecanismos actuales en la formación del precio del gas.

*Petrotecnia*, I(46), pp. 60-70.

López, E., 2012. El gas natural licuado (GNL). *Petrotecnia*, LIII(3), pp. 84-88.

Macalister, T., 2011. *Background: What caused the 1970s oil price shock?*. [En línea]

Disponible en: <http://www.theguardian.com/environment/2011/mar/03/1970s-oil-price-shock>

[Último acceso: 12 4 2014].

Market Surveillance of EEX, 2008. *EEX Market Monitor*, Leipzig: European Energy Exchange .

- Martín, A., 2014. *La opción española en el problema del gas ruso*. [En línea]  
Disponible en: <http://www.kpmgblogs.es/la-opcion-espanola-en-el-problema-del-gas-ruso/>  
[Último acceso: 5 Mayo 2014].
- Martín-Giraldo, J. M., 2005. *Hubs de Gas (I): Definición y Tipos*. [En línea]  
Disponible en: <http://powerencounter.blogspot.com.es/2005/07/hubs-de-gas-i-descripcin-y-tipos.html>  
[Último acceso: 1 Mayo 2014].
- Milano Finanza, 2008. Gas: Aeg propone piattaforma organizzata per scambi all'ingrosso. *Milano Finanza*, 20 Junio.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014. *El Gas Natural*. [En línea]  
Disponible en: <http://www.minetur.gob.es/energia/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>  
[Último acceso: 30 Enero 2014].
- Moraleda, P., 2009. *Strategy, economics and regulation*, Buenos Aires: International Gas Union.
- Muñoz, L. M. A., 2007. Un análisis cuantitativo de la convergencia entre el gas y la electricidad. *Economía Industrial*, Issue 365, pp. 35-48.
- National Grid, 2014. *Gas Transmission Operational Data*. [En línea]  
Disponible en: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Gas-transmission-operational-data/>  
[Último acceso: 23 Abril 2014].
- Ofgem, 2014. *Third Package*. [En línea]  
Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/gas/wholesale-market/european-market/eu-legislation>  
[Último acceso: 03 Mayo 2014].
- PEMEX, 2012. *Gas natural*. [En línea]  
Disponible en: <http://www.gas.pemex.com/pgpb/Productos%20y%20Servicios/Gas%20Natural/>  
[Último acceso: 27 Enero 2014].
- Public Relations Office, 2013. *Ministry of treasury Republic of Poland*. [En línea]  
Disponible en: <http://msp.gov.pl/en/polish-economy/economic-news/4924,Diversification-of-Polish-natural-gas-supply.html>  
[Último acceso: 23 Abril 2014].
- Radetzki, M., 1999. European natural gas: market forces will bring about competition in any case. *Energy Policy*, pp. 17-24.
- Real Academia Española, 2014. *Monopolio*. [En línea]  
Disponible en: <http://lema.rae.es/drae/srv/search?key=monopolio>  
[Último acceso: 12 Mayo 2014].
- RWE, 2013. *RWE Facts and Figures 2013*, Essen: RWE.

Saggas, 2013. *Almacenamiento de GNL*. [En línea]

Disponible en: <http://www.saggas.com/proceso-de-regasificacion/almacenamiento-de-gnl/>

[Último acceso: 19 Febrero 2014].

Saggas, 2013. *Vaporización y expedición*. [En línea]

Disponible en: <http://www.saggas.com/proceso-de-regasificacion/vaporizacion-y-expedicion/>

[Último acceso: 17 Febrero 2014].

Sahay, B., 2001. *Petroleum Exploration and Explotation Practices*, Delhi: Allied Publishers.

Schlumberger Oilfield Glossary, 2014 a. *Yacimiento*. [En línea]

Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir.aspx>

[Último acceso: 29 Enero 2014].

Schlumberger Oilfield Glossary, 2014 b. *Gas Seco*. [En línea]

Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dry\\_gas.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dry_gas.aspx)

[Último acceso: 29 Enero 2014].

Schlumberger Oilfield Glossary, 2014 c. *Gas Húmedo*. [En línea]

Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wet\\_gas.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wet_gas.aspx)

[Último acceso: 29 Enero 2014].

Sedigas, 2011. *Demanda y comercio de GNL*. [En línea]

Disponible en: [http://www.sedigas.es/informeanual/2011/3.3.3\\_DemandaComercioGNL.htm](http://www.sedigas.es/informeanual/2011/3.3.3_DemandaComercioGNL.htm)

[Último acceso: 18 Febrero 2014].

Stern, J., 2002. Security of European natural gas supplies: the impact of import dependence and liberalisation. *Royal Institute of International Affairs*, pp. 24-25.

Tahiri, J., 2014. *¿Cómo afecta la crisis ucraniana al suministro energético de Europa?*.

[En línea]

Disponible en: <http://www.abc.es/economia/20140309/abci-rusia-ucrania-201403072208.html>

[Último acceso: 23 Abril 2014].

The Economist, 2012. Gas pricing in Europe - Careful what you wish. *Special Report Natural Gas - The Economist*, pp. 9-10.

The Florence School of Regulation Encyclopedia, 2013. *Electricity Retail Market*. [En línea]

Disponible en: <http://fsr-encyclopedia.eui.eu/electricity-retail-market/>

[Último acceso: 24 Abril 2014].

Unión Fenosa Gas, 2014. *Cadena del gas natural*. [En línea]

Disponible en: <https://www.unionfenosagas.com/es/Clientes/CadenaGas>

[Último acceso: 16 Febrero 2014].



United Nations Economic Commission for Europe, 2012. *The impact of liberalization of natural gas markets in the UNECE region - efficiency and security*, Ginebra: Working Party on Gas.

Wood, D., 2008. *Spanish Gas Hub Workshop*, s.l.: European Federation of Energy Traders.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivarianos, 2014. *La industria del petróleo y del gas*. [En línea]

Disponible en: [http://www1.ypfb.gob.bo/index.php?option=com\\_contentyview=articleycatid=84:ypfb-corporacion-generalid=134:la-industria-del-petroleo-y-del-gas](http://www1.ypfb.gob.bo/index.php?option=com_contentyview=articleycatid=84:ypfb-corporacion-generalid=134:la-industria-del-petroleo-y-del-gas)

[Último acceso: 17 Febrero 2014].