



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER OFICIAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

TESIS DE MÁSTER

**LOS HUBS GASISTAS.
ANÁLISIS Y MODELADO DEL HUB IBÉRICO.**

AUTOR: ANTONIO LÓPEZ MARTÍNEZ

MADRID, JULIO DE 2014

Autorizada la entrega de la tesis de máster del alumno/a:

Ing. D. Antonio López Martínez

.....

EL DIRECTOR

Dr. D. Pablo Dueñas Martínez

Fdo.: Fecha://

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Dr. D. Javier García González

Fdo.: Fecha://



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER OFICIAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

TESIS DE MÁSTER

**LOS HUBS GASISTAS.
ANÁLISIS Y MODELADO DEL HUB IBÉRICO.**

AUTOR: ANTONIO LÓPEZ MARTÍNEZ

MADRID, JULIO DE 2014

Los Hubs Gasistas.

Análisis y modelado del hub Ibérico.

Agradecimientos

Dedicado a todos aquellos, en especial a mi director de tesis Pablo Dueñas, que con su participación me han ayudado a la consecución de este trabajo. Para aquellos que con su paciencia y comprensión me han apoyado; para Maribel y nuestro pequeño.

Índice

Contenido

Resumen	1
Summary	3
1. Introducción	5
2. El gas natural y sus mercados	11
2.1 El gas natural como recurso energético	13
2.2 El comercio del gas natural	15
2.3 Evolución de los mercados del gas natural	19
2.3.1 El mercado del gas en Estados Unidos	20
2.3.2 El mercado del gas en Europa	24
2.4 Contratación en los mercados del gas natural	28
2.5 Influencia en los mercados de la electricidad	33
2.6 Conclusiones	35
3. Los hubs gasistas	37
3.1 Operaciones en el mercado del gas natural	39
3.2 Tipo de operaciones	40
3.2.1 Contratos bilaterales	41
3.2.2 Operaciones Over-The-Counter (OTC)	41
3.2.3 Operaciones realizadas a través de un mercado organizado	42
3.3 Los mercados organizados	43
3.4 Crear un hub líquido de gas natural	45
3.4.1 Negociación en el mercado	48
3.4.2 Participantes en el desarrollo de un hub gasista	50
3.4.3 Productos comercializados	51
3.5 Fijación de precios en un hub	52
3.6 Conclusiones	55
4. Análisis y modelado del hub ibérico	57
4.1 Iniciativas para el desarrollo de un hub ibérico	60

4.2	Información para el análisis y modelado de un hub.....	64
4.2.1	Peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las infraestructuras gasistas	64
4.2.2	Balance del sistema gasista.....	67
4.2.3	Precio del gas en las zonas de balance	71
4.2.4	Información del gestor del sistema gasista.....	72
4.3	Análisis para la optimización de un hub	73
4.4	Algoritmo de optimización	74
4.5	Resultado de la optimización	75
4.6	Influencia del hub ibérico sobre los mercados de gas y electricidad.....	80
4.7	Conclusiones	82
5.	Conclusiones	85
	Bibliografía	89
	Anexos	93

Resumen

La liberalización de los mercados gasistas iniciada a finales del siglo pasado ha permitido que los mercados monopolistas empiecen a desaparecer y den paso a nuevas fórmulas de mercado, donde son las propias necesidades generadas por el sector gasista, tanto en el presente como a futuro, las que establecen su diseño y funcionamiento.

El incremento en la demanda del gas natural hace necesario atraer inversión privada destinada a la construcción de infraestructuras gasistas para la extracción, transporte y comercialización del gas natural. Igualmente los operadores gasistas precisan conocer de forma fiable el valor de compra en origen y el valor de venta en destino del gas natural que van a contratar, así como disponer de mecanismos que permitan reducir el riesgo en precio y volumen del gas adquirido. Es necesario que el número de inversores, financieros, operadores, comercializadores, y en general el número de agentes, se incremente considerablemente para disponer de un volumen de operaciones que permita satisfacer la demanda.

Para gestionar estas necesidades es necesario disponer de indicadores que, entre otras razones, atraigan a los inversores, generen confianza en los operadores a la hora de cerrar sus contratos, introduzcan a los agentes financieros y sus operaciones en el mercado gasista y permitan mostrar la situación de la oferta y la demanda en el mercado. En el presente trabajo nos centraremos en el precio como primer indicador sobre el que los agentes de mercado ponen su atención a la hora de valorar un mercado o realizar una operación, si bien es cierto que para calificar este precio como fiable es necesario analizar otros indicadores como puedan ser la liquidez.

La evolución a lo largo del tiempo de las diferentes operaciones y contratos, desde los complejos contratos a largo plazo hasta las operaciones de intercambio en los mercados organizados y pasando por los contratos OTC, han buscado simplificar su operativa hasta límites donde prácticamente sólo se negocie con el volumen de gas y su precio. Los hubs virtuales y sus mercados organizados asociados representan hasta el día de hoy la máxima simplificación en el proceso de compra-venta de gas natural, proporcionando un mecanismo transparente y fiable para todos los agentes a la hora de obtener un precio de referencia.

En el caso de la península ibérica, la puesta en servicio de un hub y su correspondiente mercado organizado, siguiendo las directrices del tercer paquete energético (Third

Energy Package) aprobado por la Unión Europea permite elaborar un modelo que proporciona unas cantidades de gas negociado y un precio base de referencia.

Las cantidades de gas obtenidas apoyan las estimaciones que afirman que el hub funcionará como un hub de ajuste frente a los desbalances del sistema gasista. En cuanto al precio, los valores obtenidos permiten colocar el gas dentro de una banda de precios atractiva, tanto para los grandes consumidores, como para los operadores cuyo gas fuera requerido en el caso de que el ajuste del sistema se realizara a través del gas disponible en el hub. Adicionalmente y comparando los precios obtenidos a través del modelo con los precios en hubs del norte de Europa, se observa la ventaja que introduce la importación de un gas licuado más barato.

En el caso concreto de los generadores eléctricos, que emplean el gas natural como combustible, el nivel de precios en el hub obtenido del modelo, la situación actual de sobrecapacidad instalada y su funcionamiento marginal, proporcionarían un beneficio reducido, siendo especialmente escaso para aquellos generadores independientes que dependen de contratos de suministro a largo plazo. Por tanto, la futura integración prevista para los mercados de gas y electricidad se encuentra ralentizada y a la espera de que el gas natural asuma un papel predominante sobre el resto de combustibles fósiles empleados en la producción eléctrica.

Summary

Gas markets liberalization, which began at the end of the last century, has led monopoly markets to disappear and give way to new market forms, where the needs generated by gas industry, both in the present and the future, establish their design and operation.

Natural gas increasing demand makes necessary to attract private investments for the construction of gas extraction infrastructures, transportation and natural gas trading. Also gas operators need a reliable purchase and sales pricing value at origin and destination for the natural gas to be contracted, and to have mechanisms in order to reduce the price and volume risk of purchased gas. It is necessary to increase the number of investors, financiers, shippers, marketers, and in general the number of agents to create enough operations volume to meet the demand and balance the gas system.

Indicators are required to manage these needs, among other reasons, to attract investors, build trust with the shippers when they close their contracts, introduce financial agents and its operations into the market and reveal the situation of supply and demand in the gas market. In this paper we focus on price as the first indicator over which market agents put their attention to assessing a market or an operation, although to qualify this price as reliable it is necessary to analyze other indicators as may be the liquidity.

Transactions and contracts evolution, from complex long-term contracts to exchange operations in organized markets and through OTC contracts, have sought to simplify its operation to limits where practically only gas volume and price are negotiated. Virtual hubs and their organized markets represent today a maximum simplification in the process of natural gas buying and selling, providing a transparent and credible process for all agents in obtaining a reference price.

In the case of the Iberian peninsula, the commissioning of a hub and its associated organized market, following the guidelines of the Third Energy Package approved by the European Union allows developing a model which provides the quantities of gas negotiated and a base benchmark price.

Calculated gas amounts support the estimations that claim the hub will function as an adjustment hub to balance the gas system. Price values obtained allow value the gas within a range of attractive prices for both, large consumers and shippers whose gas was required in the case of system balancing through the hub. Additionally, the advantage that introduces a cheaper liquefied gas is observed comparing the prices obtained through the model with northern Europe hub ones.

In the case of electric generators that use natural gas as fuel, the hub price level obtained through the model, the current status of installed overcapacity and marginal performance would provide reduced generators benefit, being particularly low for independent generators whose contracts depend on long-term supply. Therefore, the future integration planned for gas and electricity markets is slowed down and waiting for natural gas to assume a dominant role over other fossil fuels used in electricity generation.

1. Introducción

(STER13) *“Most international (and domestic) gas prices have traditionally had nothing to do with the basic Economics 101 proposition that: the price of a product should reflect the supply and demand for that product in the market in which it is sold.”*

Uno de los principales cometidos del gobierno de un país es el de garantizar la seguridad de suministro energético. Tradicionalmente se ha recurrido a un modelo monopolista, que deja en manos de unas pocas empresas controladas por el gobierno la gestión de las principales fuentes de abastecimiento del país. Este control de las empresas por parte del gobierno sigue las directrices de una política energética, diseñada de forma unilateral, y con una participación simbólica por parte del consumidor y otros agentes.

El diseño de políticas energéticas, enfocado a determinados países y empresas, establece de antemano un marco que impide satisfacer el abanico cada vez más amplio de nuevas necesidades por parte de la demanda. La rigidez introducida por este marco, que frena una solución ágil a estas necesidades, desaprovecha también las nuevas oportunidades de negocio e inversión que la demanda está requiriendo. Como resultado, el modelo monopolista facilita a sus diferentes actores un guión bien definido e impone una rigidez que para ellos se traduce en una mayor seguridad de suministro energético.

Esta mayor percepción de seguridad representa la mejor opción para países o regiones sujetas a una gran dependencia energética del exterior. Países como China, Japón y Corea del Sur anteponen la seguridad de suministro a la posibilidad de implantar un nuevo modelo más abierto y con nuevos participantes. Su demanda, planificada y cubierta en casi su totalidad por contratos a largo plazo, tiene como recurso para enfrentarse a desajustes inesperados acudir a diferentes mercados energéticos y desviar suministros a un coste superior al fijado para su destino inicial.

Los mercados energéticos citados en el párrafo anterior, aunque no fueron desarrollados para restablecer el equilibrio en el suministro energético de países fuera de su ámbito, tienen la posibilidad de ofrecer respuesta a nuevas necesidades. Es esta capacidad de respuesta la que fomentó las primeras liberalizaciones del sector energético en las dos últimas décadas del siglo pasado, durante las cuales, países con modelos monopolistas, o bajo un estrecho control por parte del gobierno, empezaron a poner en práctica modelos de mercado libre.

El modelo de mercado libre supone un espacio al que sus participantes acceden de forma libre para satisfacer tanto sus necesidades actuales como aquellas que puedan surgir en un futuro. Es el propio mercado, al operar bajo competencia, el que genera las señales necesarias para que los diferentes agentes establezcan el comercio y puedan justificar sus inversiones. En esta nueva situación, los gobiernos retiran su control directo sobre el sector energético y empiezan a regular el mercado con la intención de que pueda desarrollarse sin que se desvíe de su cometido. Si la evolución es positiva, la

regulación de los gobiernos empieza a desaparecer hasta limitarse a establecer las líneas generales de la política energética y la figura de la autoridad de la competencia, que vigila que los niveles de competencia, transparencia, liquidez y precio alcanzados sean adecuados para asegurar el suministro energético desde un punto de vista óptimo.

Los mercados que han alcanzado cierta madurez ofertan una gran variedad de productos que no sólo cubren las necesidades energéticas, sino que gracias a la entrada de nuevos agentes financieros permiten asegurar el riesgo de operar en el mercado y desarrollar mercados a futuro.

La motivación del presente documento es mostrar cómo han evolucionado los principales mercados gasistas, desde sus orígenes hasta la fase en que comienzan a dar cabida en sus hubs gasistas¹ a los mercados organizados². Conocer las características de estos mercados organizados y cómo afecta su operativa al resto de operaciones existentes en los mercados mayoristas, nos abrirá la puerta para analizar el proyecto de implantación de un hub ibérico y su correspondiente mercado ibérico organizado del gas³. En estos momentos el proyecto de implantación del hub ibérico se encuentra en una fase inicial de lanzamiento donde se enfrenta a una serie de interrogantes como cuál será su comportamiento frente a la operativa actual, su nivel de liquidez y si el precio obtenido en el hub se constituirá en una referencia para el mercado.

El segundo capítulo, “El gas natural y sus mercados”, expone cuál es la situación actual del gas natural como recurso energético y qué expectativas se tienen a futuro para un recurso que en las últimas décadas ha generado grandes inversiones en torno a él. Inversiones que van desde su extracción, hasta su comercialización y suministro a los diferentes consumidores.

El comercio del gas natural genera diferentes mercados a nivel mundial, cada uno de ellos con sus propias características y necesidades. Trataremos la evolución de los mercados del gas natural en Estados Unidos y la Unión Europea, describiremos ampliamente los dos más importantes, el Henry Hub (HH) en Estados Unidos y el National

¹ Un hub gasista es un conjunto de infraestructuras gasistas e instituciones (operadores de plataformas de mercado, etc.) que permiten a los comercializadores y otros operadores intercambiar energía, capacidad y servicios logísticos y de mercado.

² Los mercados organizados son aquellos en los que se realizan contratos estandarizados, es decir que las condiciones (precio de ejercicio, fecha de expiración, calidad del bien a intercambiar, etc.) están predefinidas. Este tipo de mercados cuenta con una cámara de compensación que se encarga de supervisar el cumplimiento de las condiciones de los contratos y funciona como contraparte de cada operación, tanto para el comprador como para el vendedor.

³ En la actualidad existen dos iniciativas de mercado organizado en la península ibérica; el Iberian Gas Hub (IBGH), fomentado por la iniciativa privada, y el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), impulsado por el Operador de Mercado Ibérico que gestiona el mercado ibérico spot de electricidad, el operador del mercado ibérico de futuros de electricidad (OMIP) y la cámara de compensación de energía ibérica (OMICLEAR).

Balancing Point (NBP) en el Reino Unido, por su madurez y el grado de influencia en el resto de mercados en cuanto al precio de referencia que fijan, su liquidez y el mercado de futuros que han desarrollado.

En la Unión Europea se está diseñando, dentro del marco de una política energética común, un modelo de mercado único que elimine las restricciones entre los diferentes países y zonas. Restricciones que afectan a todos los agentes, a las infraestructuras y a los instrumentos de mercado que permiten la comercialización del gas natural y que serán el objeto del tercer capítulo.

Uno de los agentes más afectados serán los grandes consumidores de gas natural para la generación eléctrica, ya que a día de hoy la convergencia de los mercados de gas natural y electricidad a nivel mundial está haciendo depender en determinadas circunstancias el precio de la electricidad del precio del gas natural. Las estimaciones a futuro son que los dos mercados se vayan integrando conforme aumenta la importancia del gas natural entre los combustibles destinados a la generación eléctrica.

El tercer capítulo, “Los hubs gasistas”, describe el objeto y funcionamiento de las principales operaciones de los mercados gasistas; contratos bilaterales a largo plazo, contratos OTC⁴ y contratos en mercados organizados. En el caso de la Unión Europea la política energética común está dando prioridad al desarrollo de los mercados organizados con entrega en hubs o puntos de entrega virtual, en detrimento de los actuales contratos bilaterales a largo plazo y OTC. De esta forma se busca que los diferentes países vayan unificando sus puntos de entrega virtual por regiones y mercados hasta dar lugar a un mercado único.

Aquellos países de la Unión Europea, que después de la liberalización de sus sectores energéticos no dispongan de un mercado organizado o que disponiendo de él no siga las directrices fijadas, deberán iniciar su desarrollo e implantación. Este proceso suscita interrogantes como el adecuado nivel de liquidez que obtendrán algunos de estos mercados, su aceptación por los actuales operadores del mercado y la obtención de un precio fiable y transparente. La aplicación de estos interrogantes al caso concreto del hub ibérico dará paso al cuarto capítulo, “El hub ibérico y su mercado organizado del gas”.

En el cuarto capítulo se describe cuál es el funcionamiento actual del mercado en el que se está implantando el hub ibérico y su correspondiente mercado organizado. Conocida

⁴ En el mercado OTC (Over The Counter) los contratos comerciales se realizan directamente entre dos partes sin tener que someterse a las reglas de un mercado organizado. Los acuerdos alcanzados entre las dos partes pueden no seguir los estándares existentes en otros mercados, por ejemplo, el precio de compra-venta acordado entre las partes puede no hacerse público.

su situación, el objetivo es desarrollar un modelo matemático que proporcione los flujos de gas comercializado y un precio de referencia óptimo para el hub, de tal forma que con los valores obtenidos analicemos el tipo de operaciones que se gestionarán en el hub, cómo influirán en el resto de la operativa actual, qué medidas deberíamos establecer para fomentar su implantación y cuál es el posicionamiento del gas del hub en el mercado con el precio de referencia obtenido.

2. El gas natural y sus mercados

(ECON12) *“Europe is the main battleground for gas pricing. In America gas prices are set by the fundamentals of supply and demand (known as gas-on-gas competition), which means they are currently low. In Asia gas is mainly bought and sold at prices set by contracts linked directly to oil prices. Europe is somewhere in the middle.”*

El gas natural es a día de hoy una de las principales fuentes de energía presentes en el mercado mundial. Superado el siglo veinte, el gas natural alcanza el protagonismo que llevaba tiempo intentando obtener gracias a diferentes factores como el incremento del precio del petróleo, la aparición de técnicas para la explotación de fuentes no convencionales de energía, y el incremento en la eficiencia y sostenibilidad en la producción de energía eléctrica a partir del gas natural.

Dentro del sector energético ha generado una corriente que empieza a explorar y valorar nuevos recursos, una industria que permite explotar esos recursos a largo plazo de forma viable y unos mercados regionales que expresan sus necesidades. Estas necesidades, propias de cada región, son las que hacen evolucionar a los mercados para cubrir sus necesidades de suministro tanto a corto como a largo plazo, utilizando para ello instrumentos y herramientas que permiten a todos los agentes manejar la complejidad a la que se enfrentan. Es precisamente la mezcla de esta complejidad, junto con las necesidades propias de cada mercado, las que favorecen el desarrollo de nuevas infraestructuras gasistas y mercados orientados al intercambio de energía, capacidad y servicios logísticos y de mercado. La agrupación de estas infraestructuras, junto con los mercados y servicios que se apoyan en ellas, constituyen lo que se denomina hub gasista. Alrededor del hub se desarrollarán mercados organizados que incorporarán operaciones con la suficiente liquidez y volatilidad para que los agentes operen con seguridad, en base a una señal de precio y a unos instrumentos de cobertura frente al riesgo.

2.1 El gas natural como recurso energético

El gas natural es una fuente de energía de origen fósil formada por una mezcla de gases ligeros, principalmente por metano en una proporción superior al 90% y asociado principalmente con yacimientos de petróleo o en depósitos de carbón.

Los combustibles fósiles cubren actualmente el 80% de la demanda global del planeta (EIA_13). En el año 2035, con un crecimiento del 40% de la demanda y pese a los esfuerzos de inversión en energías renovables y medidas contra el cambio climático, la demanda seguirá siendo cubierta en un 75% por combustibles de origen fósil⁵.

Las reservas actuales de gas natural, aquel cuyas reservas probadas pueden ser explotadas desde el punto de vista técnico y económico, son insuficientes para cubrir una demanda creciente, que está agotando los yacimientos convencionales más accesibles y que pueden ser explotados de forma viable por las técnicas que conocemos a día de

⁵ Estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía IEA, publicadas en Resources to Reserves 2013 -- Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future

hoy. Por el contrario los recursos de gas natural no convencional son importantes y continúan aumentando a medida que nuevas técnicas de exploración son empleadas. Se estima que los recursos de gas natural no convencional son abundantes, aunque gran parte de ellos se encuentran aún por descubrir. Una vez localizados es igualmente importante disponer de una solución tecnológica para su extracción, de una forma económicamente viable que permita clasificar estos recursos como reservas probadas. Dado el elevado coste de las nuevas técnicas de extracción, las reservas aumentarán al hacer posible su aplicación con niveles altos de precios en los combustibles. De esta forma se hace presente la importancia del precio de los combustibles fósiles para cuantificar y poner en valor las reservas actuales de gas natural.

Se estima que las reservas probadas de gas natural convencional son de 220.900 bcm⁶ y unos 460.000 bcm de recursos recuperables (EIA_13). Para el gas no convencional, debido a la heterogeneidad de las formaciones geológicas que encierran dicho gas, es casi imposible valorar las reservas probadas, siendo estimados sus recursos recuperables en 330.000 bcm (excluyendo el hidrato de metano).

En comparación con el resto de combustibles fósiles, el gas natural convencional y no convencional poseen unas emisiones de CO₂ inferiores que ha impulsado su utilización en la lucha contra el cambio climático. Por estas y otras razones, el mercado del gas natural es un mercado en continua evolución, con gran potencial y que ha empezado a mostrar un dinamismo que le ha llevado a que sus nuevas técnicas de extracción se empleen para el arbitraje en la explotación de petróleo o gas en función del nivel de precio de cada uno.

En la siguiente figura se refleja la distribución por zonas de las reservas probadas disponibles al final de 2012 expresadas en bcm (SEDI12).

⁶ Bcm – billion cubic meters. 1 bcm de gas natural equivale 10⁹ metros cúbicos de gas natural.

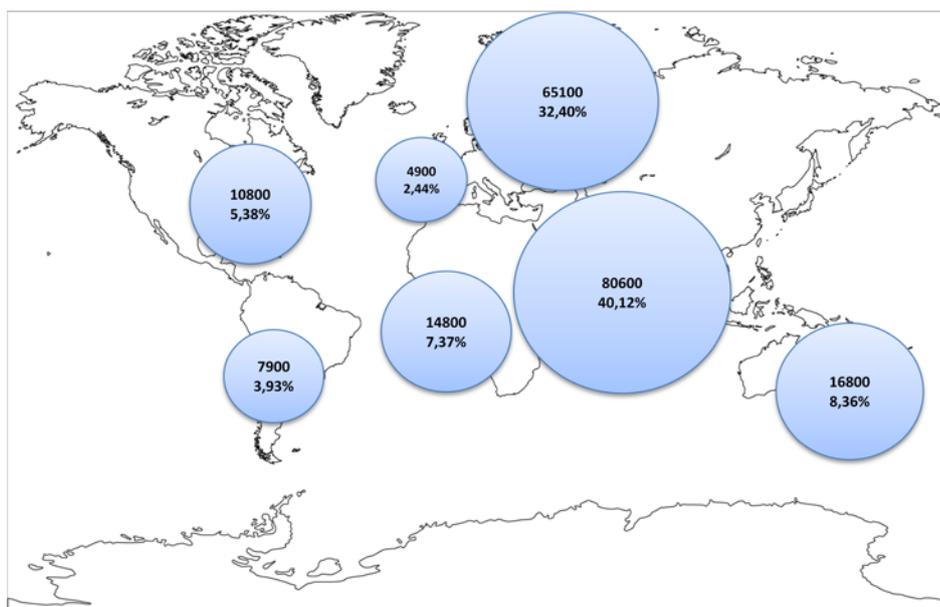


Figura 2-1 – Reservas probadas (bcm). Año 2012

2.2 El comercio del gas natural

La producción comercializada a nivel mundial en el año 2012 alcanzó los 3.363,9 bcm, lo que representa 59,7 años de reservas si se mantuvieran los valores actuales de producción (BP__13). Señalar que la zona de la antigua Unión Soviética y América del Norte representan las zonas de mayor producción con aproximadamente la mitad de la producción mundial, seguidas por un crecimiento continuo en los últimos años en las zonas de Oriente Medio y Asia-Pacífico.

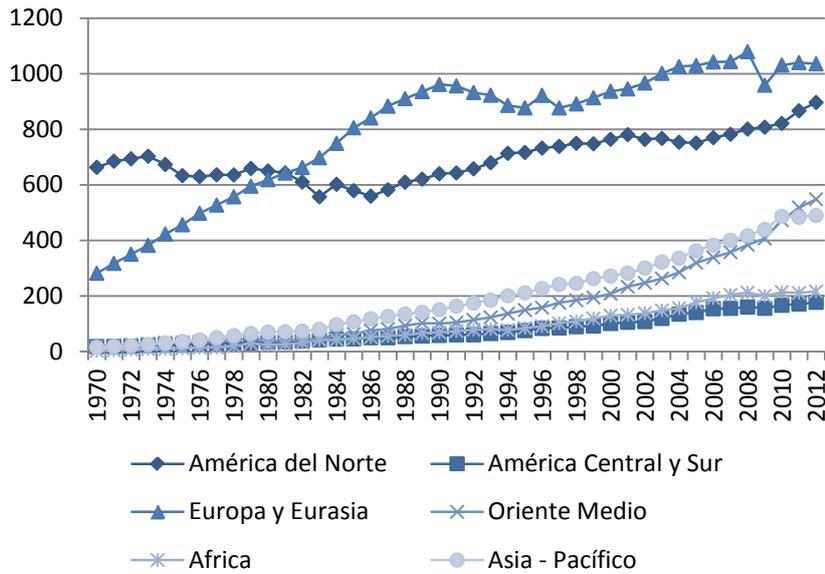


Figura 2-2 – Evolución de la producción comercializada (bcm) por zonas. Año 2012

La distribución de la demanda comercializada por zonas refleja un incremento en todas las zonas, salvo en Europa donde el consumo se encuentra estancado en los últimos años.

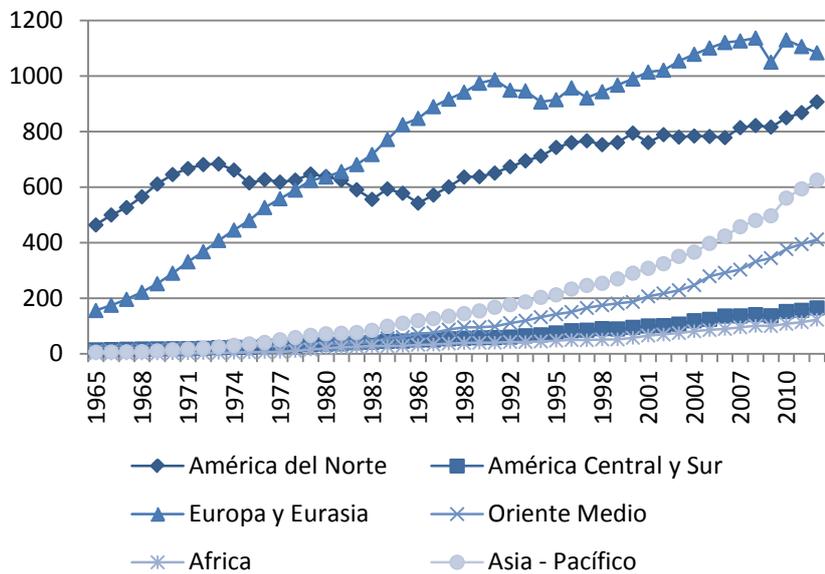


Figura 2-3 - Evolución del consumo por zonas. Año 2012

Debido a la diferente ubicación de oferta y demanda, existe un comercio internacional de gas natural desde las zonas exportadoras (Europa Oriental, África y Oriente Medio) a

las zonas importadoras (Europa OCDE⁷ y Asia-Oceanía). Europa OCDE representa un mercado con una de las mayores redes de abastecimiento de gas a través de gasoductos o GNL⁸, pero con una demanda estancada que en los últimos años está causando que parte de su GNL se desvíe hacia el mercado de Asia-Oceanía, donde su fuerte demanda se cubre principalmente a través de gas licuado.

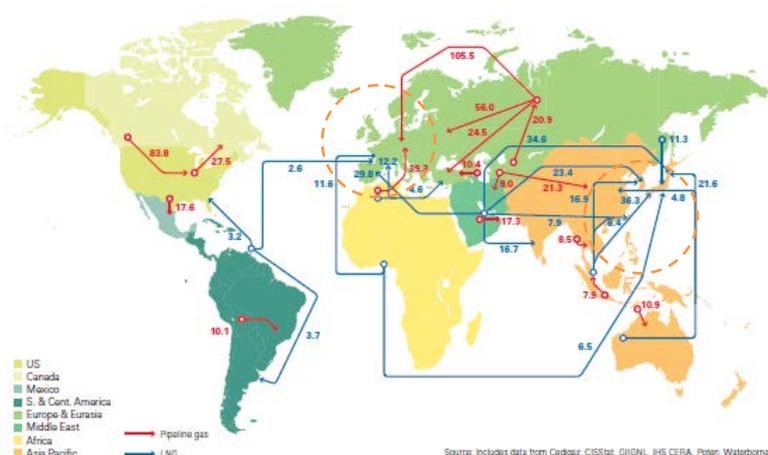


Figura 2-4 – Comercio de gas natural y GNL. Año 2012

La producción comercializada a nivel internacional ha alcanzado en el año 2013 el 30% de la producción total, beneficiándose principalmente del incremento del comercio de GNL por vía marítima que alcanza el 31% del comercio internacional de gas natural. Este incremento del comercio de GNL se debe principalmente a la entrada en servicio de grandes inversiones realizadas en la licuefacción, transporte y regasificación del gas natural licuado.

En los últimos años la demanda de GNL está creciendo a un ritmo más fuerte que la oferta, lo cual está llevando a una situación de saturación de la capacidad y de estrechez del mercado. Por una parte, la demanda mundial de GNL se ve limitada por la capacidad de producción, y por otra, los agentes en disposición de volúmenes de GNL para su venta en destinos finales tienen una posición de poder en el mercado más favorable para obtener una mayor ventaja de su comercialización.

⁷ La Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos es una organización internacional intergubernamental que reúne a los países más industrializados de economía de mercado para intercambiar información y armonizar políticas con el objetivo de maximizar su crecimiento económico y coadyuvar a su desarrollo y al de los países no miembros.

⁸ Gas Natural Licuado (GNL) a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ para su transporte en buques metaneros a presión atmosférica y con una reducción del volumen de aproximadamente 600 veces.

A pesar de que en los últimos años han entrado en servicio importantes proyectos de licuefacción como los qataríes, su número es insuficiente y los que actualmente se encuentran en desarrollo están duplicando, e incluso triplicando el coste de la mayoría de plantas desarrolladas en la primera década de este siglo (SONG14). Es el caso de Australia, donde el alcance de los proyectos, su ubicación y la fortaleza de su moneda han elevado los costes.

El pequeño porcentaje de gas natural intercambiado en relación con el que se produce, hace que no exista un verdadero mercado global a nivel mundial, sino más bien debemos hablar de mercados regionales con diferentes niveles de organización, madurez y estructuras de mercado. Los principales mercados regionales se encuentran hoy en día localizados en dos cuencas: la cuenca Atlántica, con Europa y América del Norte, y la cuenca del Pacífico, con Japón, Corea del Sur, India, China y Taiwán.

En la cuenca Atlántica, Europa, con un bajo crecimiento económico, no impulsa el crecimiento de su demanda y empieza a dar señales de sobrecapacidad en sus infraestructuras de regasificación. Por otro lado, en América del Norte, Estados Unidos ha pasado a absorber, además de toda la producción de Canadá, su propia producción interna incrementada por la extracción de gas no convencional.

GNL (bcm)				Gaseoducto (bcm)			
Importadores		Exportadores		Importadores		Exportadores	
Japón	118,8	Qatar	105,4	Alemania	86,8	Noruega	106,6
Corea del Sur	49,7	Malasia	31,8	EEUU	83,8	Rusia	185,9
España	21,4	Australia	28,1	Italia	59,7	Canadá	83,8
India	20,5	Nigeria	27,2	Reino Unido	35,4	Holanda	54,5
China	20	Indonesia	25	Francia	35	EEUU	45,1
Taiwán	16,9	Trinidad y Tobago	19,1	Turquía	34,9	Argelia	34,8
Reino Unido	13,7	Argelia	15,3				
		Rusia	14,8				

Tabla 1 – Principales importadores y exportadores de gas natural en 2012 (BP__13). Datos obtenidos del Statistical Review of World Energy – 2013 Workbook.

Finalmente, y no menos importante, es el papel de Rusia como suministrador de gas natural por gaseoducto a Europa y otros países como China. En el caso de China, la dependencia del gas ruso y sobre todo la fijación de precios indexada a la principal fuen-

te energética que desplaza (petróleo o carbón), han hecho que busque una diversificación a través de otras formas de suministro (principalmente el GNL).

Para Europa, el gas ruso se ha convertido últimamente en un tema geoestratégico a razón de la crisis política generada en Ucrania y que amenaza con dificultar parte del suministro ruso que llega a Europa a través de los gaseoductos que atraviesan dicho país.

Rusia ejerce un control no sólo sobre el gas que suministra a Europa, sino también sobre aquellas reservas ubicadas en la zona del Caspio y cuyos países quieren dar salida a sus recursos gasistas. Su concepción sobre los mercados y su evolución es crítica, ya que sostiene que el mercado europeo del gas suele jugar de manera muy diferente a lo que la teoría o los objetivos de mercado tratan de conseguir. Considera que los hubs gasistas europeos son incapaces de proporcionar una verdadera indicación de si el mercado está largo o corto en gas⁹. Este fracaso se debe al hecho de que los precios en los hubs europeos no son un reflejo de la oferta y la demanda total, sino sólo de los volúmenes residuales que permanecen después de los contratos a largo plazo indexados al petróleo, una vez que han cubierto la mayor parte de la demanda. Los precios al contado responden a la evolución de la oferta y la demanda de estos volúmenes residuales, pero su trayectoria base sigue referenciada a los contratos a largo plazo. Esto produce una incapacidad en la fijación de precios, basada en hub, para proporcionar señales de precios sostenibles que apoyen la inversión mundial en gas natural (KOML13).

2.3 Evolución de los mercados del gas natural

Tradicionalmente, los gobiernos y principales operadores han considerado el sector de la energía como un sector estratégico demasiado importante como para dejarlo en manos del mercado, y por lo tanto era gestionado como un monopolio natural en manos de empresas estatales. A partir de los años setenta, las crisis energéticas, dan paso a reformas estructurales para la apertura a un mercado libre que promueva la competencia, la mejora de los rendimientos económicos y la eficiencia. Esta liberalización se produce de diferente forma y a distinta velocidad según los países y puede incluir la privatización total del sector, la introducción de competencia basada en el acceso de terceras partes a la infraestructura de oferta de gas, el desmantelamiento del monopolio del Estado o reformas legislativas. El objetivo es la reducción de la intervención directa de los gobier-

⁹ Los mercados a corto son aquellos donde se cierran operaciones a diario, tratando de realizar muchas negociaciones y obtener beneficios rápidos en los movimientos horarios de los mercados. Los mercados a largo plazo, por el contrario, realizan operaciones intradiarias, semanales o, incluso, anuales.

nos sobre los mercados y el suministro de gas natural a precios transparentes y competitivos.

Durante las últimas décadas del siglo pasado, la necesidad de potenciar el sector abriéndolo a la competencia y adaptándolo a las necesidades de la nueva demanda, ha favorecido la liberalización de los mercados del gas natural tanto en países desarrollados como en aquellos que desean favorecer su desarrollo a través de esta fuente de energía.

Los dos próximos apartados describen la evolución del sector gasista en Estados Unidos y Europa hasta dar lugar a los principales mercados que operan en estas dos zonas geográficas. Debido al elevado número de iniciativas desarrolladas en ambas zonas, el presente trabajo se centra en dos de ellas, el Henry Hub en Estados Unidos y el National Balancing Point (NBP) en Reino Unido, que a día de hoy marcan el camino a seguir por el resto debido a sus niveles de madurez.

El primer hub gasista, el Henry Hub, surge en Estados Unidos en el año 1988 como consecuencia del proceso de liberalización del sector gasista y se constituye como un hub físico integrado por diferentes infraestructuras gasistas que parten del estado de Luisiana. Posteriormente, en el año 1996 se crea en el Reino Unido el National Balancing Point (NBP); el primer hub virtual de Europa que considera el sistema gasista británico como un único punto virtual para el comercio del gas.

2.3.1 El mercado del gas en Estados Unidos

En Estados Unidos los primeros yacimientos de gas natural son descubiertos a finales del siglo diecinueve, aunque no será hasta después de la segunda Guerra Mundial, entre los años 1950 y 1970, con la aplicación de las nuevas técnicas de construcción de gaseoductos y soldadura, que los gaseoductos que interconectan estados se expandan por todo el país y permitan el abastecimiento de los sistemas de distribución local.

Superada la primera crisis del petróleo¹⁰, los consumidores ven una oportunidad de cambio al gas natural, aunque el posterior control de precios y la fuerte regulación sobre los mercados de gas, trasladarán al mercado una señal de escasez de suministro que

¹⁰ La crisis del petróleo de 1973, también conocida como primera crisis del petróleo, comenzó el 23 de agosto de 1973, a raíz de la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (que agrupaba a los países árabes miembros de la OPEP más Egipto, Siria y Túnez) con miembros del golfo pérsico de la OPEP (lo que incluía a Irán) de no exportar más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur, que enfrentaba a Israel con Siria y Egipto. Esta medida incluía a Estados Unidos y a sus aliados de Europa Occidental. El aumento del precio unido a la gran dependencia que tenía el mundo industrializado del petróleo, provocó un fuerte efecto inflacionista y una reducción de la actividad económica de los países afectados. Estos países respondieron con una serie de medidas permanentes para frenar su dependencia exterior.

reducirá drásticamente los incentivos para su desarrollo. Debido a ello, entre los años 1978 y 1987 estará vigente una ley que promueve la construcción de plantas de generación nuclear y térmica de carbón, quedando excluidas las centrales térmicas de gas.

En los años 80 Estados Unidos inicia la liberalización del mercado de gas, que hasta 1985 había estado en manos de empresas que integraban verticalmente todas las operaciones de producción y transporte a través de contratos a largo plazo. A partir de entonces, el regulador energético, denominado Federal Energy Regulatory Commission (FERC), introduce mediante la Orden 436 el acceso libre a los gaseoductos interestatales. Este libre acceso, combinado con la demanda del momento, favoreció la competitividad y el nacimiento de la actividad comercializadora del gas.

Los operadores, que durante años habían adquirido el gas en grandes cantidades para satisfacer una demanda creciente bajo contratos a largo plazo con cláusulas restrictivas del tipo ToP (take or pay)¹¹, se encontraron que la competencia introducida por el proceso de liberalización, sumada a un exceso de oferta, generó la consiguiente caída de precios. En esta nueva situación los operadores se vieron obligados a seguir adquiriendo un gas sujeto a unos precios que los consumidores no estaban dispuestos a asumir, y que tendrían que vender finalmente asumiendo pérdidas, debido a que los productores habían aumentado su poder de mercado con la liberalización y no estaban dispuestos a modificar los contratos. Para solucionar esta situación los operadores comenzaron a hacer uso de contratos spot a corto plazo con entrega en los diferentes hubs alrededor del país, lo que propiciaría en los siguientes años el desarrollo de los propios hubs y los mercados asociados. Los hubs proporcionaban centros donde se concentraba una gran capacidad de producción junto con infraestructuras para su almacenamiento y transporte; que permitían disponer de una gran liquidez para realizar transacciones físicas con rapidez y con la capacidad de gestionar transacciones financieras más complejas. Aprovechando esta situación, el New York Merchantile Exchange (NYMEX) elige en 1989 el Henry Hub como centro de referencia de los primeros contratos de futuros de gas, dando origen al primer mercado organizado.

A mediados de 1990, con la liberalización del mercado mayorista¹², los precios del gas natural en origen, las nuevas técnicas para la explotación de recursos y la nueva tecnología de turbinas de gas en ciclo combinado, la construcción de centrales térmicas de

¹¹ Take or Pay (ToP) es el contrato bilateral, escrito y a término, en el cual el comprador se compromete a pagar un porcentaje (% de ToP) del gas contratado, independientemente de que este sea consumido. El vendedor se compromete a tener a disposición del comprador el 100% de la cantidad contratada.

¹² (DENG11) "El mercado mayorista constituye una zona donde un precio único accesible a incumbentes y nuevos entrantes en igualdad de condiciones, y su liquidez crean una señal de precio fiable en los mercados al contado o a futuro no distorsionados".

gas se incrementa considerablemente hasta los niveles actuales, donde la potencia instalada está claramente infrautilizada, y, en contra de lo previsto, el incremento en el uso del gas natural no se ha materializado. No obstante, y antes de llegar a estos niveles de sobrecapacidad, sucede que recién entrados en el siglo veintiuno, comienzan de nuevo las preocupaciones por unas fuentes convencionales en declive, frente a unas fuentes no convencionales difíciles y costosas de explotar, lo que provoca que los precios comiencen a incrementarse y a seguir la tendencia al alza del petróleo. Este incremento en el precio hace que se acelere la construcción de plantas para la regasificación de gas licuado importado del exterior, pero durante su fase de desarrollo irrumpen las nuevas técnicas de explotación de fuentes no convencionales, viables económicamente y con abundantes yacimientos a su disposición.

Como hemos visto en el párrafo anterior a lo largo de los años 90 y durante los primeros años del siglo veintiuno el mercado del gas natural sufre continuas bajadas y subidas de precios. Subidas originadas por situaciones puntuales¹³ sumadas a una fuerte demanda, o por predicciones de agotamiento de los recursos convencionales y que llegaron a provocar la inversión en plantas de regasificación para la importación de gas procedente del exterior.

Ante cualquiera de estas situaciones el Henry Hub ha permitido transmitir un precio de referencia y demostrar la utilidad de los mercados asociados. Actualmente, el éxito de las fuentes no convencionales ha permitido obtener por primera vez un equilibrio sostenido con unos niveles de precios todavía más bajos, casi tres veces inferiores a los que marcan la referencia en Europa. Además está permitiendo a Estados Unidos arbitrar con las fuentes no convencionales de gas y petróleo, dar salida mediante exportación a su carbón, con la consiguiente reducción de su impacto ambiental, e iniciar la senda de la autosuficiencia energética.

En Estados Unidos existen veinticuatro hubs regionales que fijan el precio de prácticamente la totalidad del gas consumido en el país, y entre los que destacan los ubicados en los estados de Luisiana y Texas por su ubicación en la costa del Golfo y cercanía a la región central del continente. Estas dos zonas contienen cinco de los seis grandes yacimientos de esquisto o "shale gas" de Estados Unidos, y tres de los más grandes yacimientos de gas de arenas compactas o "tight gas", incluyendo el Este de Texas y los yacimientos del Golfo de Méjico. Inicialmente, y antes de que en el año 2000 se incre-

¹³ El precio del gas se ha visto alterado a la baja por crisis financieras como la bancarrota de Enron en diciembre de 2001 y de Lehman Brothers en Septiembre de 2008. Por el contrario, la crisis del año 2000 en el sector energético del estado de California por su desregularización, la explosión del gaseoducto El Paso en Agosto de 2000 o el huracán Katrina en 2005 incrementaron significativamente el precio del gas.

mentara la capacidad de transporte, existía un diferencial de precio entre los diferentes hubs debido a la falta de conexión entre las zonas productoras y consumidoras, de tal forma que los hubs del oeste presentaban precios inferiores al Henry Hub. En el momento que se potencian las redes de transporte de gas con el oeste y con las principales zonas de consumo en el noreste, los diferenciales se reducen quedando limitados a los diferentes costes por la distancia a los centros de consumo.

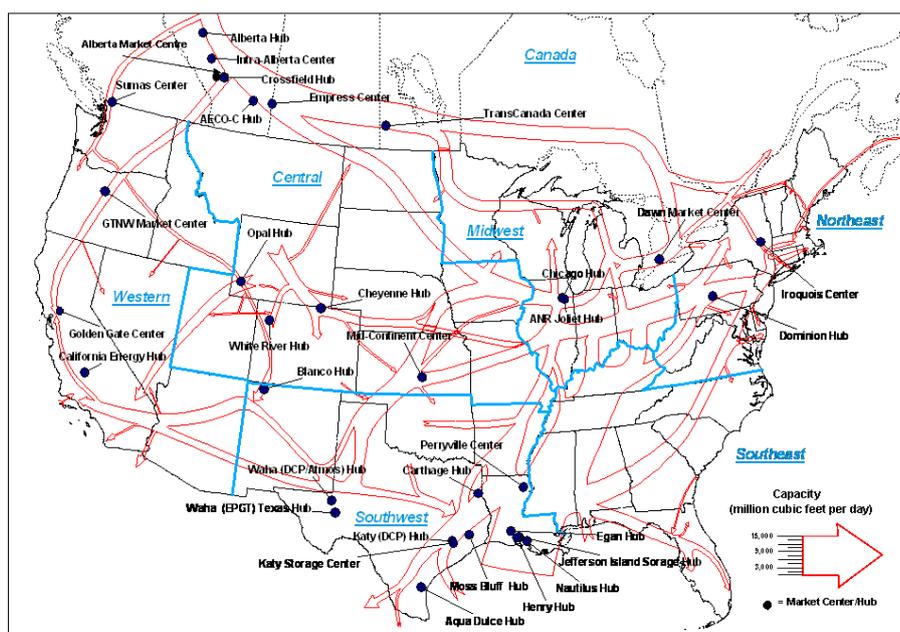


Figura 2-5 – Hubs y principales corredores de gas natural en EEUU (EIA_09)

De todos los hubs, el Henry Hub es el mayor mercado spot¹⁴ y el único en el que se negocian y referencian contratos a futuro y otros derivados por parte del New York Mercantile Exchange (NYMEX) y el Intercontinental Exchange (ICE), convirtiéndose junto con otros mercados al otro lado del Atlántico, en una referencia mundial para las operaciones con gas natural. Interconecta nueve gaseoductos interestatales y cuatro intraestatales, dando acceso a los mercados de las regiones del Medio Oeste, Noreste, Suroeste y Costa del Golfo. Adicionalmente está desarrollando infraestructuras de licuefacción que permitirán en breve la exportación de gas licuado a nivel mundial. Para ese objetivo se está ampliando la planta de regasificación de Sabine Pass, situada en Luisiana y conectada con varios hubs (Perryville, Carthage, Katy y Henry Hub), para poner en ser-

¹⁴ El mercado spot o mercado al contado, es aquel dónde cualquier activo se compra o vende con entrega inmediata (o en corto período de tiempo) y al precio actual de mercado. También se le llama mercado cash o mercado físico. Contrasta con el mercado de futuros en el que la entrega se realiza en una fecha futura.

vicio cuatro trenes de licuefacción que ya tienen contratada su producción por diversos operadores mundiales mediante contratos a largo plazo con precio indexado al Henry Hub.

Aunque existen otros proyectos de regasificación en el país en diferente fase de desarrollo y que pueden alentar la idea de un Estados Unidos como país proveedor mundial de gas natural no convencional, las opiniones más conservadoras siguen viendo a Estados Unidos como un árbitro internacional en el comercio de gas natural y a las grandes reservas de gas natural localizadas en Oriente Medio, como principales suministradores mundiales.

2.3.2 El mercado del gas en Europa

La historia moderna del gas natural en Europa se inicia en 1959 con el descubrimiento del yacimiento de Groningen en Holanda, seguido años más tarde por los primeros descubrimientos en el sector del Mar del Norte en el Reino Unido. Posteriormente en los años setenta se producen mayores descubrimientos en Noruega, que junto a la primera crisis del petróleo darán paso a la construcción de las primeras redes transeuropeas. Estos gaseoductos sentarán las bases de una amplia red de interconexión a través de Europa, que llegará a expandirse hasta Eurasia y el norte del continente africano. Los principales flujos importadores alimentarán Europa con gas procedente de Noruega, Holanda, Eurasia y Norte de África.

Los intercambios de gas natural en Europa empezaron produciéndose en localizaciones físicas como puntos trasfronterizos, nudos de gaseoductos o terminales de regasificación, para de forma progresiva, a partir de la entrada en funcionamiento del National Balancing Point (UK, 1996), desarrollarse otros hubs o iniciativas de intercambio tanto físicos como virtuales.

Históricamente, estas iniciativas por orden de creación son el Zeebrugge en Bélgica (2000), el Gaspool (surge con el Germany HubCo en Alemania en 2002), el Title Transfer Facility en Holanda (TTF, 2003), el Punto di Scambio Virtuale en Italia (PSV, 2003), Tres Points d'Échange de Gaz en Francia (PEGs, 2004), el Almacenamiento para Operación Comercial en España¹⁵ (AOC, 2005), el Central European Gas Hub en Austria (CEGH, 2005), el Gas Transfer Facility en Dinamarca (GTF, 2006), el EON Gas Transport en Alemania (EGT, 2006), y el Gaspool Balancing Services y NetConnect Germany

¹⁵ El Almacenamiento Operativo Comercial (AOC) se utiliza como regulador de los excesos de aprovisionamiento en relación con el consumo para operación o compensando los excesos de consumo en relación con las entradas por aprovisionamiento. Se calcula como el balance diario entre las entradas y salidas de la red de transporte, las mermas y operaciones de intercambios de gas natural.

(NCG, 2009) en Alemania. Algunas de ellas, siguiendo los pasos del NBP, se han convertido en verdaderos hubs gasistas; es el caso de Zeebrugge como hub físico y de TTF como hub virtual situado actualmente por detrás del NBP.

En 1996 el Reino Unido crea el primer punto virtual de negociación de gas en Europa, el National Balancing Point. De nuevo, la liberalización del sector gasista mediante la Gas Act de 1986, privatiza la empresa estatal British Gas Corporation (BGC) y liberaliza el suministro a los grandes consumidores. En 1995 se liberaliza el mercado residencial y en 1996 el Network Code establece las normas de acceso de terceros a la red de transporte y su régimen de balance.

El Network Code incorporó tres nuevos elementos al sistema; un régimen diario de balance de red; un sistema electrónico para el trading de gas intradiario y del día siguiente entre la compañía responsable de los activos de transporte y almacenamiento, Transco¹⁶, y los agentes de mercado; y un punto virtual -National Balancing Point-, en el que los agentes de mercado nominaban sus compras de gas para que Transco realizase el balance diario del sistema.

Aunque el objetivo inicial del NBP era realizar el balance diario de la red de gas, no pasa mucho tiempo hasta que empieza a incorporar nuevas operaciones. Un año después de su creación desarrolla el contrato NBP'97 para la negociación en el mercado OTC, introduce la posibilidad de negociar virtualmente en la red de transporte y crea un mercado organizado de futuros de gas referenciado al NBP por parte del operador de mercado International Petroleum Exchange (actual ICE Futures Europe). Posteriormente se unieron otros operadores de mercado como el APX-Endex.

En la segunda mitad de los años noventa, el incremento de la producción de gas nacional favorece el desarrollo de los contratos a corto plazo, que provocan que el precio spot se sitúe por debajo del precio de los contratos a largo plazo. Esto genera que los nuevos entrantes en el mercado, entre ellos los nuevos ciclos combinados de gas, tengan mejores condiciones que los operadores tradicionales a la hora de contratar un gas más barato y a cuyas oscilaciones en el precio se pueden adaptar de una forma más flexible.

A finales de la década los volúmenes de gas negociados continuaron creciendo, sumando en 1998 la conexión por gasoducto con Bélgica. Este gasoducto permite por primera vez introducir en el norte del continente un gas procedente del mercado NBP a un precio inferior al gas indexado al petróleo. Pero esta tendencia se frena con la rece-

¹⁶ En 2012 Transco se fusiona con la propietaria de la red de transporte eléctrico, National Grid Company, creando el principal operador privado de las redes de gas y electricidad en el Reino Unido. Asimismo, realiza las funciones de operador de hub en el National Balancing Point.

sión de 2001, la bancarrota de la compañía Enron y el inicio del agotamiento de los recursos nacionales. No será hasta 2008 y coincidiendo con la crisis financiera, cuando una gran cantidad de gas licuado qatarí irrumpe en el mercado spot. Qatar, poseedor de unas grandes reservas de gas convencional, había desarrollado una ingente capacidad de suministro de GNL con destino a Estados Unidos, pero esta capacidad nunca fue recibida por el destino inicial ya que el gas no convencional de Estados Unidos empezó a cubrir su demanda. En ese momento Qatar decide desviar este gas al mercado del norte de Europa, recortando su precio sobre el del gas de Rusia y Noruega que se encontraba indexado al petróleo. Esto favoreció que los competidores de los principales operadores europeos, que tenían acceso a ese nuevo gas del mercado spot, les empezaran a robar clientes y se quedaran con un gas que estaban obligados a comprar a un precio más caro. Debido a la presión de los operadores atrapados en contratos a largo plazo sobre las empresas proveedoras rusas y noruegas, se consigue introducir en los contratos nuevas cláusulas de fijación de precio que permiten frenar el colapso de estos operadores.

De igual forma que el exceso de gas no convencional y la liberalización del sector en Estados Unidos potenció el desarrollo del Henry Hub, en Europa, la irrupción del gas qatarí en el mercado spot desarrolló el hub TTF (Title Transfer Facility) en los Países Bajos. De esta forma la competencia gas a gas (“gas-on-gas competition”) consigue en el año 2012 establecer la referencia de precios para más de la mitad del mercado Europeo.

No obstante, el 11 de Marzo de 2011 el terremoto y posterior tsunami ocurrido en Japón provoca un parón nuclear en el país que pone freno a la inyección de liquidez de gas qatarí en Europa. Gran parte del gas licuado se desvía a partir de entonces al mercado asiático haciendo subir el precio al contado del gas europeo, aunque sin llegar a alcanzar de nuevo los precios del gas indexado al petróleo.

Se estima que hoy en día el 50% del gas que se suministra en el Reino Unido se negocia en el NBP, mientras que el resto proviene de contratos a largo plazo. De cualquier forma, la señal de precios fijada por el NBP es la referencia principal de ambos tipos de contrato en el mercado británico, independientemente del origen del gas o su destino.

Los contratos a largo plazo con cláusulas take-or-pay, que suponen la forma habitual para la compra y venta de gas en Europa y que garantizan una compra mínima de gas indexado a los precios del petróleo, se encuentran bajo una enorme presión debido a la irrupción del gas procedente de fuentes no convencionales, la liberalización de los mercados, la desregularización de los precios de la electricidad y las secuelas de la crisis

financiera del año 2008. Rusia y Noruega suministran casi la mitad del gas que consume Europa, y lo hacen en base a este tipo de contratos a largo plazo que comienzan a entrar en conflicto con el gas negociado en los mercados spot al contado.

A día de hoy, todavía hay operadores europeos que están intentando arbitrar para mejorar el precio de los contratos a largo plazo, razón por la que se hace necesaria una reforma del sector que permita encontrar un equilibrio entre el gas bajo contrato a largo plazo y el gas del mercado spot. Este equilibrio permitirá que países suministradores como Rusia no puedan fijar el precio debido a su poder de mercado y deban recapacitar sobre el precio de suministro, para evitar que Europa se decante por una importación masiva de GNL o el desarrollo de sus fuentes no convencionales.

Con la intención de obtener un mercado único energético, la Unión Europea promulga la Directiva 98/30/EC que inicia el fin de los mercados monopolísticos nacionales. La Directiva promueve, en una primera fase, la liberalización e integración de los distintos mercados europeos a través del abandono de los sistemas de concesiones y el acceso sin limitaciones de terceros a las redes de transporte y distribución, para posteriormente construir un mercado único europeo. En 2003 una segunda Directiva desarrolla la regulación del acceso de terceros a la red, obligando a la separación de actividades y la apertura del mercado a todos los clientes a partir del año 2007. El desarrollo e implementación de estas Directivas comienza a partir de la aprobación en julio de 2009 del tercer paquete energético (Third Energy Package), que busca un mercado eficiente y competitivo, que facilite la entrada de nuevos competidores en los mercados y en el acceso a las redes, así como que garantice la seguridad de suministro y la protección al consumidor.

El Third Energy Package, junto con el Gas Target Model y los Network Codes, cuyos borradores se está evaluando, establecerán los cambios en la arquitectura del mercado del gas en la Unión Europea, tanto en términos de estructura de mercado como de comportamiento por parte de los agentes.

El Gas Target Model contempla una reducción de zonas de entrada-salida en la Unión Europea y por tanto una reducción del número de puntos de interconexión. Esto permitirá a los operadores gasistas reducir el número de puntos en los que necesitan reservar capacidad y por tanto simplificar el proceso. El objetivo del Gas Target Model sugiere que las zonas de entrada-salida, más que los países, deberán ser la base para la formación del mercado único del gas en la Unión Europea, y por tanto serán los puntos de interconexión entre zonas y no entre países, los que tendrán prioridad a largo plazo. No obstante, el Consejo de Reguladores Energéticos Europeos (CEER), recomienda que el

Gas Target Model sea evaluado, y si es necesario desarrollado a mayores una vez que estén aprobados y operativos los Network Codes relativos a los mecanismos de asignación de capacidad, balance de gas, armonización de tarifas de transmisión y de interoperabilidad (CEER11).

La visión por parte de la Unión Europea de obtener un mercado único europeo a partir de la combinación de diferentes hubs virtuales y la evolución de las diferentes iniciativas europeas, ha hecho que Zeebrugge, TTF, PSV, PEGs, CEGH, GTF y Gaspool y NGC cuenten en la actualidad con mercados organizados de compra-venta de gas. Aquellos que a día de hoy no cuentan con el mercado organizado, como es el caso de España, o se encuentran inmersos en su desarrollo o están evaluando su implantación.

A pesar de que los hubs en Europa se están desarrollando, parece muy difícil que alcancen los niveles de liquidez conseguidos al otro lado del Atlántico, debido principalmente a un consumo de gas estancado, un sistema de gaseoductos no funcional para el transporte de gas entre estados, la falta de atractivo inversor, la importación de carbón a precios baratos, el colapso del sistema que retribuye la ventaja medioambiental del gas sobre el carbón, los subsidios a las tecnologías renovables y los temores en la población a las nuevas técnicas de extracción del gas no convencional.

2.4 Contratación en los mercados del gas natural

La existencia de monopolios estatales ha favorecido tradicionalmente los contratos físicos de compra-venta a largo plazo, con duraciones superiores a veinte años, entre compañías nacionales que buscan garantizar el suministro al país y los grandes productores que consiguen asegurar una retribución razonable a las costosas inversiones que suponen los proyectos de extracción y transporte a través de gaseoducto o de la cadena de GNL¹⁷. Este tipo de contratos incluyen cláusulas muy restrictivas de garantía de consumo (take or pay), punto de entrega¹⁸ y uso del producto, con precios no conocidos e indexados a la evolución del petróleo y/o otros productos que fijan el precio de la energía en el mercado de destino y con fórmulas de revisión del precio cada 3 ó 4 años para ajustarse a las evoluciones del mercado a largo plazo. Es común que el cálculo del precio se base en el cálculo del valor netback o de mercado de destino de las energías alternativas que desplaza el gas natural en cada país. Los precios obtenidos suelen tener

¹⁷ La cadena de GNL a gran escala incluye las fases de licuefacción del gas natural, transporte marítimo en metaneros y regasificación en el mercado de entrega.

¹⁸ Las cláusulas que fijan un punto de entrega van en contra del modelo de mercado libre y único que establece la Unión Europea. Por esta razón las cláusulas de punto de entrega, al no ser válidas en el espacio de la Unión Europea, han evolucionado hacia nuevas fórmulas que permiten modificar el punto de entrega inicial, siempre y cuando el suministrador sea partícipe del beneficio que supone el cambio de destino.

una aplicación mensual/trimestral con periodos de referencia de las variables entre tres y nueve meses, con el objetivo de dar estabilidad al precio y evitar oscilaciones de los mercados spot del petróleo.

Actualmente, los contratos a largo plazo son ampliamente utilizados entre productores y operadores, llegando en el caso de la Unión Europea a suponer casi el 80% de las importaciones. La posición predominante de este tipo de contratos, frente a una madurez en el proceso de liberalización de los mercados en Europa comienza a generar preocupación, fundamentalmente debido a que mientras que el número de productores se mantiene, el número de comercializadores se ha multiplicado por diez con la consecuente pérdida de capacidad negociadora por una de las partes. Los monopolios naturales en la compra y el oligopolio en la venta, donde las relaciones eran de pocos con pocos, han dado paso con la liberalización a un incremento sustancial de agentes en la compra, y a un todavía mayor poder de mercado para los productores debido a que están empezando a no necesitar de los contratos de venta a largo plazo para financiarse.

La evolución de los mercados de gas europeos al sistema liberalizado ha supuesto la creación de mercados OTC y mercados organizados, así como hubs específicos para el mercado mayorista de gas natural, que permiten la comercialización sin necesidad de disponer de un contrato a largo plazo con el productor.



Figura 2-6 - Tipos de mercado

Los principales hubs europeos han surgido de los mercados de balance o de tránsito, recogiendo transacciones comerciales asociadas a la red de transporte e intercambios en puntos de entrada al sistema. El trading de gas en Europa se realiza fundamentalmente en operaciones bilaterales con precio y que cuentan, en general, con intermedia-

rios (brokers) que son quienes publican los precios. Además cada vez están más presentes los mercados organizados (de balance y de futuros) si bien su papel suele ser inferior. Los mercados organizados lo constituyen plataformas gestionadas por un operador independiente, normalmente en colaboración con el transportista, donde se ofertan diferentes productos a un precio determinado.

El mercado OTC es el más líquido de los mercados en Europa. Cierra acuerdos bilaterales para la entrega de gas a un precio fijo en un plazo determinado. La compra-venta se realiza en puntos físicos o virtuales en operaciones al contado (spot) o a futuro (forward), dependiendo de para cuando se negocie la entrega de gas y a un precio confidencial entre las partes.

Los hubs permiten el trading físico de gas y éste a su vez, contribuye al desarrollo y consolidación de los hubs. El hub permite atender las necesidades operativas de los agentes, fomenta la competencia, promueve el arbitraje entre mercados, permite valorar la flexibilidad y contribuye a la creación de un mercado de gas a plazo.

El trading fomenta la diversidad de orígenes de gas, permite la liquidez, facilita la gestión del riesgo, aprovecha las oportunidades de arbitraje y contribuye a optimizar el uso de las infraestructuras. Una vez que el trading en el hub se ha desarrollado hasta convertirse en un mercado líquido, comenzarán a surgir los mercados spot y de futuros.

Todas estas nuevas formulas aplicadas al comercio del gas natural tienen como objetivo final pasar de la indexación tradicional asociada al petróleo, a nuevas referencias que puedan reflejar correctamente la situación del suministro y la demanda. Si la implementación del hub tiene éxito se constituirán en referencias de precios, tal y como sucede en algunos hubs de Estados Unidos y Europa, al gestionar un volumen apreciable de transacciones y adquirir el estatus de precio del mercado.

En Estados Unidos, el New York Mercantile Exchange¹⁹ (NYMEX) utiliza el Henry Hub como el punto de entrega para sus contratos de futuros, llegando actualmente a tener un horizonte de comercio de hasta 72 meses y funcionando de forma similar a los mercados de valores.

El desarrollo de los hubs y los mercados organizados no es paralelo a la evolución de los mercados, puesto que una mayor liberalización no implica que disponga de las características adecuadas para la implantación de nuevos mecanismos de mercado. Mer-

¹⁹ El NYMEX es el mercado de futuros más grande del mundo y uno de los mercados de opciones más activos para los mercados de metales preciosos y de energía. El NYMEX se compone de dos divisiones: NYMEX, donde la energía, el platino y el paladio son objeto de comercio, y COMEX para el oro, la plata y el cobre.

cados como el francés y el italiano, que están lejos del grado de liberalización de otros países como España, presentan unos proyectos de hub con características formales como el precio de referencia, aunque en la práctica carecen de una liquidez suficiente y regular. Sin embargo, si se ha encontrado correlación entre el desarrollo de los hubs y la flexibilidad de los sistemas; mientras que en el Reino Unido la tolerancia del sistema es nula a los desbalances, en otros países como Bélgica los comercializadores han de cumplir con los balances horarios o en Francia la regasificación es obligada. En el caso español la tolerancia es mayor, ya que en el AOC las penalizaciones son reducidas y la regasificación no es obligatoria.

El National Balancing Point (NBP) como principal hub europeo, representa un mercado spot con un punto de entrega virtual controlado por el gestor del sistema gasista británico (Transco) y en donde se negocia la práctica totalidad del gas consumido en el Reino Unido. El gestor del sistema está obligado a mantener el equilibrio del sistema cuando el suministro y la demanda no están balanceados en una red con un elevado número de puntos de entrada y salida, y cuya reducida distancia entre ellos hace que el sistema gasista sea considerado como un único almacén. De esta forma, todo el gas introducido en la red se considera que está disponible en el NBP, es decir, está disponible ya en el mercado para ser tomado sólo con pagar el precio de salida del sistema.

La participación en el mercado británico del gas natural dispone de cuatro mecanismos de negociación, citados a continuación por orden de importancia: el mercado spot, los contratos bilaterales, los mercados organizados y los mecanismos de ajuste y flexibilidad necesarios para restablecer el equilibrio en la red de transporte.

El NBP británico es el mercado más desarrollado de los existentes en Europa y verdaderamente líquido. Cuenta con más de doscientos agentes y con un volumen negociado superior a los ochocientos TWh/mes. Su churn rate²⁰ supera las catorce veces, indicando una buena liquidez y permitiendo que sea la principal referencia de precios en Europa.

En el mercado español se han desarrollado los mercados OTC a través de la plataforma SL-ATR (Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes), donde se gestionan por parte de un intermediario, el Gestor del Sistema - ENAGAS, las operaciones notificadas por los agentes. Permite comerciar gas en ocho puntos de equilibrado distintos, seis terminales de GNL, el punto para el Almacenamiento Operativo Comercial (AOC) y

²⁰ El churn rate es un indicador de la liquidez de un mercado o hub. Indica el ratio entre el volumen de gas negociado y el volumen físico de gas consumido en la zona aprovisionada por el hub.

el punto de almacenamiento subterráneo virtual; siendo las terminales de regasificación de gas licuado donde se negocia más del noventa por ciento de los volúmenes.

Posteriormente, desde que en abril de 2010, la Comisión Nacional de la Energía (CNE) aprobó el envío al Ministerio de Industria y Energía de una presentación y hoja de ruta para el desarrollo de un mercado organizado de gas, se ha estado trabajando en dos iniciativas diferentes para la consecución de un hub en la península ibérica. Recientemente se ha anunciado que las dos iniciativas trabajarán conjuntamente para desarrollar más rápidamente el punto de intercambio.

Este nuevo hub supondrá una nueva herramienta de mercado que condicionará en el futuro las estrategias de aprovisionamiento de los comercializadores, la operación del sistema y la estrategia de venta.

Los principales operadores gasistas consideran que el hub deberá ser lo suficientemente líquido para no proporcionar una señal de precios errónea, que distorsione el mercado si el índice se usa para otros fines como son la fijación de tarifas, la revisión de contratos e incluso la fijación de precios para el ajuste del sistema a través de mecanismos que impongan la participación de los agentes en el mercado. No obstante, en algunos casos se observan medidas que permiten el apoyo inicial a los hubs hasta su desarrollo, donde una liquidez suficiente no hace necesarias medidas de discriminación positiva.

El éxito del hub dependerá también de una serie de factores como el incremento de la interconexión física con Francia y Portugal, la disponibilidad de unos almacenamientos bien conectados con el hub para el arbitraje estacional de precios, los ajustes de balance en el corto plazo y la posibilidad de servir de respaldo para favorecer transacciones firmes. Será necesario potenciar el mercado secundario de capacidad y valorar a precio de mercado una flexibilidad que actualmente es elevada y con bajas penalizaciones que no favorecen la implantación de un hub.

Además será imprescindible, antes de introducir un nuevo mercado, una profunda reflexión que garantice la liquidez de dicho mercado teniendo en cuenta la singularidad y situación actual de los mercados, analizando si el acceso de terceros y la operación física del sistema son compatibles con un hub en el AOC.

En la situación actual, con una reducción de la demanda que ha producido un desequilibrio entre la oferta y la demanda mundial, el desarrollo del gas no convencional y el desajuste prolongado en el tiempo entre los precios del gas a corto plazo y los precios de los contratos de venta a largo plazo, los agentes y operadores presentes en el mun-

do del gas natural han empezado a reflexionar sobre cómo será el futuro comercio del gas natural y los mecanismos por los que se regirá.

2.5 Influencia en los mercados de la electricidad

Los procesos de liberalización iniciados a finales del siglo veinte fomentaron una transformación en la industria eléctrica, con nuevas formas contractuales y transacciones que dejan de realizarse de forma interna a los operadores, para pasar a realizarse entre operadores y nuevos agentes que se suman a la industria.

Uno de los riesgos más importantes de estas nuevas transacciones era el riesgo derivado de la volatilidad en el precio del gas natural frente al carbón, del tal forma que las oscilaciones en el precio del combustible comprado no pudiera ser trasladado al precio de la electricidad vendida. Esto favoreció los proyectos de generación con participación de operadores gasistas que tenían el suministro de gas garantizado mediante contratos a largo plazo, o su participación en acuerdos de venta de gas ligados al precio de la electricidad.

La liberalización de los mercados de gas y electricidad se ha planteado de forma casi paralela en la mayoría de los países, y siempre con la intención de que se produjera una integración de ambos mercados. La evolución en los procesos de liberalización ha buscado la convergencia de los mercados del gas y la electricidad, con un gas cada vez menos vinculado al precio del petróleo, el desarrollo de unos mercados que permitieran el arbitraje entre gas y electricidad y unos nuevos instrumentos financieros y de gestión del riesgo.

La previsión en las próximas décadas es que el incremento de demanda energética mundial será cubierto en gran medida por los combustibles de origen fósil, principalmente el petróleo y el gas natural. El petróleo no es previsible que aumente su participación a la hora de cubrir esta futura demanda al ser un mercado totalmente desarrollado y maduro, pasando a ser el gas natural el principal protagonista que permita gestionar este incremento de la demanda. Todo ello irá en detrimento del carbón que verá como su cuota se va reduciendo principalmente por el sobre coste que suponen los derechos de emisión impuestos por políticas medioambientales cada vez más restrictivas.

Adicionalmente, y aunque no sea el tema de este trabajo, debemos citar también la influencia que las nuevas energías renovables y los mercados de derechos de emisión han tenido posteriormente sobre el sector eléctrico. El precio de la electricidad no está determinado únicamente por el coste del combustible, sino también por múltiples facto-

res físicos (climatología, viento, hidrología), medidas ambientales (comercio de permisos), y factores de mercado (oferta y demanda, necesidades de inversión).

Las tecnologías basadas en el gas natural, sobre todo las turbinas de gas en ciclo combinado, son con frecuencia las tecnologías marginales que establecen los precios de la electricidad en el mercado a un día vista y principalmente en las horas de mayor de demanda. Debido a ello, las oscilaciones en el mercado de gas tienen un impacto directo en el mercado eléctrico, tanto en términos de precio como de su volatilidad.

Por lo tanto la elevada interrelación entre los mercados de gas natural y de electricidad se explica por el relativamente elevado peso del sector eléctrico en la demanda de gas natural. Un peso relativo, no por su cuota de participación sino debido a que la tecnología marginal, que en la mayoría de los casos está fijando los precios, es la dedicada a la producción eléctrica a partir del gas natural.

Como ejemplo podemos citar el caso de Nueva Inglaterra (FERC13), donde el pasado invierno de 2013 la media de los precios de la electricidad en Febrero fueron superiores a cualquier precio mensual anterior en la historia del sistema ISO-NE²¹, promediando valores de 121 \$/MWh en el mercado diario. Sin embargo, estos precios no eran inesperadamente altos, considerando los elevados precios del gas natural. En los últimos cinco inviernos, la media mensual del precio diario ha estado correlacionada en un 99% cuando el gas natural ha establecido el precio marginal en la mayoría de las horas.

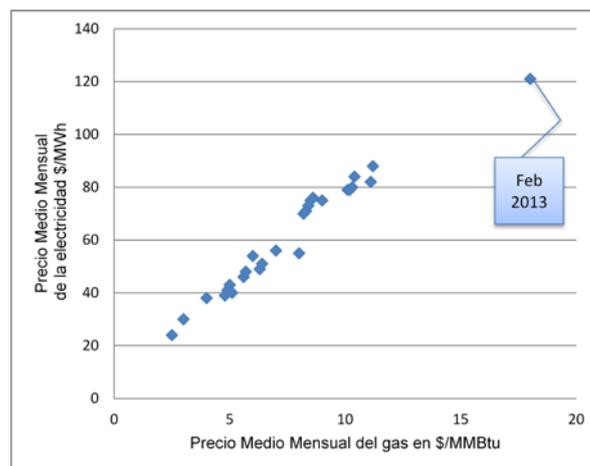


Figura 2-7 – Correlación de precios entre gas y electricidad en el sistema ISO-NE

²¹ El ISO-NE es el sistema eléctrico operado por el Independent System Operator (ISO); se estableció en 1997 y opera los mercados de energía y capacidad de Nueva Inglaterra.

En la primera semana de 2014 se vuelve a repetir esta situación en Nueva Inglaterra, con precios superiores a los 200 \$/MWh debido a una gran demanda eléctrica por una ola de frío intenso, la parada no planificada de varios grupos generadores y el aumento del precio del gas hasta casi los 30 \$/MMBtu.

Como conclusión podemos afirmar que la relación de los mercados del gas natural y la electricidad continuará creciendo en las próximas décadas al ir aumentando la necesidad de emplear gas natural para cubrir el incremento de demanda energética mundial.

2.6 Conclusiones

Los mercados del gas natural han evolucionado por separado a nivel mundial en las diferentes áreas geográficas. Europa ha tomado buena nota de sus necesidades y busca implantar un modelo de mercado único dentro de la Unión Europea, potenciando que los diferentes países que la integran mejoren sus mecanismos de interconexión para generar el acoplamiento de mercados y la creación de zonas supranacionales que faciliten a los agentes la comercialización del gas natural.

Esta comercialización representa otro de los pilares básicos del modelo a implantar, puesto que los diferentes países de la Unión Europea presentan unas características nada uniformes en cuanto a su operativa, ya sea por su propio marco regulador o por su grado de madurez, que hace necesario introducir nuevos mecanismos que permitan a largo plazo uniformizar los mercados para su posterior unificación. Los hubs y los mercados organizados se presentan como las principales alternativas, puesto que aportan cualidades como transparencia, competitividad en su funcionamiento y formación de precios de referencia. Cualidades fundamentales en el nuevo modelo de la Unión Europea para hacer frente a la posición cada vez más dominante de los suministradores y facilitar la integración en un mercado único europeo.

El mercado del gas natural engloba al mercado mayorista y al mercado minorista como partes fundamentales. El alcance de este trabajo se centra fundamentalmente en el mercado mayorista, analizando la influencia que sobre él tienen los grandes consumidores, en especial el consumo de gas natural para la generación eléctrica. La previsión es que en el futuro, la actual convergencia en situaciones puntuales de ajuste de la demanda eléctrica en las que el gas fija el precio en el mercado de la electricidad, evolucione a una mayor integración debido por un lado al incremento de la demanda y por otro a la sustitución del carbón por el gas natural como fuente más sostenible medioambientalmente para la generación eléctrica.

3. Los hubs gasistas

“Una empresa tenderá a expandirse hasta que los costes que supone organizar una transacción adicional dentro de la empresa igualen los costes que implica desempeñar esa misma función en el mercado abierto. Cuando salga más barato realizar una transacción dentro de la empresa, es recomendable. En cambio, si resulta más económico salir al mercado, no hay que intentar hacerlo de forma interna.”²²”

²² Ronald Harry Coase recibió el Premio Nobel de Economía en 1991 por el descubrimiento y aclaración del significado de los costes de transacción y derechos de propiedad para la estructura institucional y el funcionamiento de la economía.

La evolución de los mercados del gas natural está intentando desplazar a las principales operaciones sobre las que se asienta su comercio, los contratos bilaterales y OTC, por otras operaciones desarrolladas dentro del ámbito de los mercados organizados, cuyo funcionamiento óptimo facilita unos mecanismos que permiten cubrir las principales necesidades de los mercados.

Conocer cuáles son las principales operaciones, y especialmente su funcionamiento en los mercados organizados, son la base para conocer los pasos necesarios para crear un hub operativo lo suficientemente líquido y con una señal de precio transparente que refleje el equilibrio entre oferta y demanda. A continuación se explicará el funcionamiento de las principales operaciones, las razones de por qué los mercados deben introducir nuevas fórmulas y cuáles deben ser sus características para constituirse en mercados fiables y operativos.

3.1 Operaciones en el mercado del gas natural

En el mercado del gas natural existen tres grandes ámbitos de operaciones; el mercado mayorista, los hub de gas y los mercados organizados; cada uno de ellos integrado en el anterior por el desarrollo actual del mercado, pero con posibilidad de influir en los ámbitos superiores.

El mercado mayorista de energía es el ámbito más global e incluye todas las operaciones de gas, principalmente contratos bilaterales, que se llevan a cabo para garantizar el aprovisionamiento y asegurar el suministro de un país o región. Por debajo del mercado mayorista podemos encontrar los hubs de gas, de carácter físico o virtual, donde es posible transferir la propiedad legal entre vendedor y comprador con la participación de una tercera parte que gestiona los títulos de propiedad del gas. En ellos se negocian operaciones que buscan principalmente el ajuste de la flexibilidad de la oferta o la demanda de gas en el corto plazo, permiten el balance de gas, la cobertura de riesgos en el corto o medio plazo o el trading especulativo.

Los hubs físicos están localizados en zonas geográficas concretas donde confluyen varios gaseoductos o instalaciones de recepción de gas y en donde la compra-venta de gas se realiza. Por el contrario, los hubs virtuales no están referenciados a una zona o punto concreto y la compra-venta de gas debe realizarse después de la entrada del gas en el sistema y antes de su salida del mismo, siempre sin asociarse a una localización concreta dentro del sistema gasista. Los hubs son los principales ámbitos de negociación de las operaciones OTC, ya que requieren de unas operaciones estandarizadas y de un tercero que las gestione.

Bajo la denominación de mercado organizado de gas, e integrado dentro de un hub gasista, un tercer agente, el operador del mercado, desarrolla una plataforma de negociación donde compradores y vendedores pueden realizar operaciones de forma anónima y garantizadas por el operador de mercado como contraparte.

Los mercados organizados son generalmente mercados de ajuste o marginalistas, donde se negocia un volumen de gas relativamente reducido en comparación con el total de la oferta y demanda del mercado mayorista. Por lo tanto su mecanismo de formación de precios será diferente a los del mercado mayorista, puesto que los precios en los hubs y mercados organizados aplican sólo a los últimos volúmenes negociados dentro del mercado mayorista.

3.2 Tipo de operaciones

El aumento en el consumo de gas natural y los procesos de liberalización del sector, principalmente en Europa y Estados Unidos, han facilitado la aparición de mercados gasistas y el final de los monopolios regulados tradicionalmente cerrados a la competencia. La liberalización de actividades como el aprovisionamiento y la comercialización de gas, sumado al acceso en igualdad de condiciones de terceras partes a las infraestructuras de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, han propiciado que para la compra y venta de gas exista un amplio número de operaciones diferentes.

En los mercados los agentes encuentran el medio de dar respuesta a una serie de necesidades como aquellas que relacionan de una forma directa a consumidores y productores a través de los operadores y comercializadores; operaciones de balance de gas para aquellos usuarios de las redes de transporte y distribución que necesitan igualar las entradas y salidas de gas en el sistema; necesidades de cobertura de riesgo frente a variaciones en el precio del gas o del volumen de su oferta o demanda; y operaciones de trading que buscan especular en el mercado.

Para cubrir estas necesidades existen una serie de operaciones en cada mercado, cada una de ellas con unas características particulares. Las operaciones de compra y venta sobre el gas natural pueden ser tanto de carácter físico, cuando se ejecuta la transferencia real del gas negociado; o financiero, cuando las posiciones negociadas se compensan y liquidan financieramente sin la entrega física del gas. Las operaciones físicas buscan cubrir una necesidad energética, frente a las financieras que permiten gestionar el riesgo de las operaciones, pudiéndose incluso especular con operaciones que se adelanten a los movimientos del mercado.

En relación con los diferentes ámbitos de las operaciones descritos en el apartado anterior, es común encontrar que en los mercados mayoristas y en los hubs físicos predominan las negociaciones con entrega física del gas, mientras que en los hubs virtuales, en los mercados organizados y en las ventas a plazo tienen mayor protagonismo las negociaciones de carácter financiero, donde las posiciones se compensan y liquidan financieramente.

Si atendemos a las principales operaciones, como mecanismos que a día de hoy operan en los mercados existentes, podemos hablar de contratos bilaterales, contratos OTC y operaciones realizadas a través de un mercado organizado o “exchange”.

3.2.1 Contratos bilaterales

Los contratos bilaterales, negociados individualmente entre las partes, contienen términos y cláusulas no estandarizadas destinadas a concretar principalmente la cantidad, precio y forma de entrega física de grandes volúmenes de gas por periodos de tiempo prolongados. Para los productores resultan especialmente útiles los contratos de suministro a largo plazo LTC (“Long-Term Contracts”), superiores a un año de duración, y que dan salida a su producción asegurando el retorno de la inversión realizada en la actividad de producción. Son contratos que al desarrollarse en un ámbito internacional presentan un marco jurídico singular y que incorporan cláusulas especiales para dar salida a la mayor producción posible, de una forma más o menos flexible.

Destacan por su rigidez las cláusulas ToP, que obligan a pagar de forma regular una cantidad mínima por el gas contratado, independientemente de que se haya efectuado su entrega. Para hacer frente a la rigidez que esta cláusula impone al comprador, en el caso de no poder hacer frente a la retirada de todo el gas contratado, suelen incluirse cláusulas como la denominada CF (“Carry-Forward”), que permite poder acumular volúmenes por encima del ToP, para utilizarlo cuando la demanda sea inferior a la cantidad impuesta por el ToP y de esta forma no ser penalizado por entregas no realizadas. Además la cláusula MU (Make-Up) permite recuperar las entregas no realizadas como consecuencia de la cláusula ToP, retrasando a futuros plazos de entrega estas cantidades.

3.2.2 Operaciones Over-The-Counter (OTC)

En los mercados de energía es razonable suponer que es muy difícil conocer las posiciones por adelantado de nuestros competidores. En primer lugar porque los mercados de futuros de gas natural están diseñados para ser anónimos y este anonimato pone impedimentos para conocer de antemano su posición a futuro con suficiente precisión.

En segundo lugar, y aun cuando el conocimiento del precio a plazo nos puede ayudar a inferir la posición agregada por adelantado de nuestros rivales, este proceso está muy lejos de ser simple. Esto se debe a que las transacciones en estos mercados son mayoritariamente del tipo “over the counter” (OTC).

Los mercados OTC carecen de transparencia y sus precios, proporcionados normalmente por asociaciones de traders o por agencias especializadas, están basados en un conjunto limitado de transacciones recientes. Sus transacciones se basan en contratos bilaterales con unas condiciones definidas de antemano. De esta forma se facilita la negociación al disponer de unos modelos que determinan de una forma homogénea las condiciones que aplican a las partes.

Es indudable el apoyo de los mercados OTC a la liquidez de los mercados mayoristas de energía en Europa, siendo en algunas ocasiones los únicos vehículos de competencia en determinados mercados. Sin embargo, la competencia cada vez mayor entre los mercados OTC y exchange, nos hace preguntarnos cuál de los dos sobrevivirá a futuro.

En estos momentos se está tratando de mejorar la falta de transparencia en los mercados OTC mediante la introducción de procedimientos y reglas de información, con una supervisión más eficaz y una mejor formación de precios de los productos estándar que evite la modificación del marco regulatorio a favor de las transacciones en el mercado exchange, ya que los legisladores europeos están trabajando para mover los contratos de derivados estándar del mercado OTC a las plataformas exchange, con su correspondiente liquidación a través de cámaras de compensación. Además, el IV paquete de la Directiva Europea sobre requisitos de capital definirá el tratamiento de los derivados OTC, que afectará a la oferta y la demanda de estos productos (EFET12).

3.2.3 Operaciones realizadas a través de un mercado organizado

En un mercado organizado las operaciones son gestionadas por un tercero (operador del mercado) que establece las normas y la plataforma bajo la que se realizarán. Dichas normas serán comunes para todos los participantes que de forma anónima realicen sus operaciones en la plataforma. Las ofertas de venta y compra de gas se gestionarán a través de la plataforma, cerrándose la operación, no entre comprador y vendedor, sino frente a un organismo denominado cámara de compensación que liquida y asume los riesgos de la contraparte en la operación. La cámara de compensación está encargada de la casación entre las ofertas de compra y venta de gas en el mercado, reduciendo el riesgo de contraparte mediante la agregación y la compensación de operaciones.

Posteriormente, el operador del mercado realizará el servicio de transferencia de gas, enviando al operador del hub las órdenes casadas en el mercado para su inclusión en el balance de gas de cada usuario. Registrará todas las operaciones y publicará diariamente los precios y volúmenes negociados para cada uno de los productos. A su vez, el operador del hub una vez recibidas las operaciones físicas del operador de mercado, gestionará y garantizará el tránsito físico del gas a través de sus infraestructuras. El operador del hub normalmente coincidirá con el gestor técnico de la red de transporte en la que se localiza el hub, o una entidad creada para el balance de gas entre varias redes.

Las operaciones en los mercados organizados proporcionan ventajas frente a la negociación de contratos bilaterales en el mercado mayorista, siempre que faciliten la realización de la operación y permitan el acceso abierto a múltiples agentes (entre los que se incluyen compradores, vendedores, productores, comercializadores, grandes consumidores e intermediarios), garanticen la suficiente liquidez y proporcionen transparencia en la formación de precios a través de información pública y al alcance de todos los agentes en condiciones de igualdad.

3.3 Los mercados organizados

Los mercados organizados operan normalmente sobre plataformas electrónicas donde tanto compradores como vendedores están presentes para negociar sus operaciones, permitiéndoles esta presencia y disponibilidad en la plataforma reducir sus costes de búsqueda.

La participación en un mercado organizado viene avalada por unas garantías que cada participante deposita en la cámara de compensación, lo que aumenta la confianza de los agentes y facilita, tanto las operaciones al reducir los costes de información, como los requerimientos de pago al eliminar los costes de ejecución. En cuanto a las operaciones, se agilizan al disponer de productos estándar altamente líquidos que se contratan de forma anónima y reducen los costes de negociación.

Como resumen, y en referencia a la teoría económica del premio nobel Ronald H. Coase, podemos decir que los mercados organizados son un instrumento orientado a reducir los costes de transacción²³. Hemos pasado de un modelo en el que para la empresa era menos costoso organizar las operaciones por ella misma que recurrir al mercado. Es decir, a un modelo de mercado donde diferentes individuos o agentes pueden alcan-

²³ Los costes de transacción son aquellos costes en los que las empresas incurren cuando, en vez de usar sus propios recursos internos, salen al mercado para encontrar esos productos y servicios.

zar una eficiencia mayor de la que antiguamente podían conseguir de forma interna las grandes empresas.

Uno de los principales retos con los que se encuentra un mercado organizado a la hora de establecerse, es la falta de interés por parte de los agentes existentes para participar en este nuevo mercado. En algunos casos la propia evolución del mercado hace necesaria la introducción de nuevos mecanismos de negociación, lo que ha garantizado el éxito de los mercados organizados en países como Estados Unidos y Reino Unido. En cambio, existen otras localizaciones donde la situación del mercado no precisa o no permite la entrada de estos nuevos mecanismos, ya sea por la propia estructura del mercado, la falta de un marco regulatorio adecuado o las dudas que genera en los principales agentes un nuevo modelo.

Uno de los éxitos de los mercados organizados se debe a su desarrollo entorno a plataformas electrónicas, las cuales ponen en contacto a una gran cantidad de compradores y vendedores a través de transacciones en línea que reducen sus costes de transacción significativamente. Estos mecanismos por los cuales se ponen en contacto varios agentes para crear liquidez en el mercado son denominados creadores de mercado o “market makers²⁴”.

Las plataformas están construidas a partir de software fácilmente escalable en función de las necesidades y del crecimiento del mercado, lo que implica una mínima inversión y unos ingresos elevados debido al elevado número de operaciones por las que se cobra una tasa.

Las operaciones se realizan al contado ya que el objetivo de los compradores es cubrir una necesidad en el menor tiempo posible y con el menor coste, sin necesidad de conocer o establecer una relación a largo plazo con el suministrador mediante la negociación de contratos. Este tipo de operaciones es usual en el mercado de “commodities” donde se crea valor por dos mecanismos fundamentales: agregación y casación. La agregación reúne a un gran número de compradores y vendedores bajo un mismo punto virtual que reduce, como hemos señalado anteriormente, los costes de transacción. Por otro lado, la casación junta a compradores y vendedores para negociar de una forma dinámica y en tiempo real los precios mediante el cruce de sus ofertas de compra o venta, u otros mecanismos como las subastas.

²⁴ Un market maker (creador de mercado) es una empresa o un individuo que cotiza tanto el precio de compra como el precio de venta de un instrumento financiero o materia prima, distribuyendo la oferta y la demanda y creando un flujo de liquidez desde el mercado a sus participantes y viceversa.

En el proceso de creación de los primeros mercados organizados es probable que los pioneros en su creación acaben por adoptar la forma de un monopolio natural. Generalmente emplean plataformas electrónicas del tipo hub B2B²⁵ (Business-to-business) sobre negocios verticales, proporcionando unos contenidos y unos procedimientos de compra muy específicos para cada mercado.

Estos mercados son operados por una tercera parte que se comporta de forma neutral y que no favorece ni a compradores ni a vendedores. De esta forma generan un verdadero creador de mercado o “market maker”, al ser igual de atractivos para ambas partes y concentrar un número de participantes lo suficientemente elevado para atraer a la parte contraria.

Normalmente se emplean los dos tipos de modelos citados, el mecanismo de casación y el modelo de intercambio o “exchange”. El mecanismo de casación es un mecanismo de comercio que crea valor concentrando compradores y vendedores para negociar precios de forma dinámica y en tiempo real. A diferencia del mecanismo de agregación, los compradores pueden ser también vendedores en el mecanismo de casación, y por tanto añadir un comprador al mercado beneficia tanto a la parte compradora como la vendedora al incrementar la liquidez del mercado.

El segundo modelo emplea un modelo de intercambio mediante las transacciones entre participantes en el mercado. El modelo crea valor mediante la casación temporal de oferta y demanda. El modelo requiere de un proceso de casación de oferta y demanda en tiempo real, una referencia de precio para todo el mercado, además de un mecanismo de liquidación y compensación. El modelo de intercambio crea un valor significativo en los mercados donde la demanda y los precios son volátiles, permitiendo a los compradores y vendedores gestionar el exceso de oferta y los picos de demanda.

3.4 Crear un hub líquido de gas natural

El incremento de la competencia en un mercado gasista permite su evolución hacia un mercado más sostenible, seguro y competitivo (IEA_13); objetivos que se intentan conseguir con un coste mínimo para el consumidor.

Cuando los mercados han alcanzado su madurez y no presentan un crecimiento significativo, los gobiernos, que inicialmente han promovido mercados de gas monopolistas, buscan los objetivos citados a través de acciones como la privatización del sector

²⁵ Son las operaciones comerciales, de negocios, de asociación, de inversiones que se realizan entre empresas soportadas por Tecnología de Información y Comunicaciones. En esta modalidad las empresas identifican a sus potenciales socios y negocian directamente a través de medios electrónicos.

energético, la menor integración vertical de los principales operadores y la menor interferencia de los gobiernos en el sector. Esta apertura del mercado requiere una serie de garantías estructurales e institucionales que abran el acceso de terceras partes a las infraestructuras gasistas, permitan al consumidor la libre elección de suministrador, se reduzca la regulación sobre los precios del mercado mayorista y se aplique una política de libre competencia.

De forma general podemos hablar de dos modelos de competencia como alternativas a la estructura de mercado monopolística: el modelo de competencia “pipeline-to-pipeline”, donde la competencia se organiza entre los operadores que construyen las infraestructuras que suministran a los clientes, y el modelo de acceso obligatorio de terceros a la red que busca introducir la competencia tanto en el mercado mayorista como minorista.

La liberalización del mercado supone un complejo proceso para alcanzar los objetivos sociales, económicos y de seguridad de suministro entre los gobiernos y los diferentes agentes del mercado. Un proceso continuo y con unos resultados no del todo claros desde el principio, pero que buscan un mercado mayorista operativo que establezca una señal de precio que realmente refleje el equilibrio entre oferta y demanda.

La competencia suele ser fomentada en sus primeras etapas por los gobiernos para posteriormente ser realizada por un mercado, en el cual el gobierno tendrá un nuevo papel como supervisor. El gobierno pasará de ser el propio mercado a través del monopolio estatal, a ser un regulador que establece y vigila las normas de mercado, para finalmente constituir una autoridad de la competencia, independiente del gobierno y las compañías del sector, que monitoriza el mercado y puede tomar decisiones con total independencia.

La creación de un mercado organizado que proporcione una señal de precio fiable es la pieza clave de un mercado de gas natural competitivo. Las exigencias para obtener un mercado mayorista liberalizado que proporcione la base para el desarrollo de un mercado organizado, y que deberían ser garantizadas por los gobiernos o entidades independientes, son las siguientes (IEA_13):

- Una política de no intervención por parte de los gobiernos en los mercados de gas natural, desarrollando un proceso que va desde el control directo del mercado a una supervisión a través de una agencia antimonopolio independiente.
- Romper la integración vertical separando las actividades de transporte y comercialización. Esta separación puede implicar una nueva filial separada financieramente de la empresa matriz, o una nueva empresa completamente desligada del

resto de empresas que dejarán de prestar esta actividad. Esta última opción proporcionará una mayor confianza en los agentes al garantizar un acceso de terceros a las infraestructuras menos polarizado y a un mismo precio.

- La liberalización del precio del mercado mayorista es una de las principales medidas que permite romper un mercado regulado, dividiendo el precio del gas en un precio de acceso a las infraestructuras y un precio de mercado mayorista que pasa a ser establecido por el propio mercado. Posibilita también que los clientes puedan seleccionar el suministrador que mejor cubre sus necesidades.
- Una capacidad de red suficiente y un acceso a ella no discriminatorio, que incremente el número de participantes en toda la red y evite la creación de islas por la existencia de restricciones zonales.
- Un número suficiente de participantes que asegure un mercado competitivo. Determinar su número y cuál es su cuota de mercado dependerá de las circunstancias específicas de cada mercado.
- Participación de las instituciones financieras. Un mercado competitivo precisa de unos servicios financieros que aseguren los riesgos a que se exponen las diferentes partes. Si existe un mercado organizado que permite intercambiar la propiedad del gas, será necesario incluir a las instituciones financieras que reduzcan el riesgo de la contraparte y proporcionen una señal de precio a largo plazo a través de sus posiciones.

El objetivo final del proceso de liberalización del sector del gas natural es que el propio sector pueda sostenerse por sí mismo mediante una inversión externa que permita servir al cliente de una forma más eficiente. Uno de los medios para incrementar la eficiencia a la hora de casar oferta y demanda, es la creación de un hub. En él los títulos de propiedad sobre el gas natural son intercambiados entre un número de compradores y vendedores tanto en el mercado spot como en el de futuros.

De forma general, hemos hablado de dos tipos de hub para el gas natural: el hub físico y el hub virtual. El hub físico es un punto geográfico concreto en la red donde el precio está fijado para las entregas en esta localización. Es el caso ya citado del Henry Hub, el mercado de gas natural más líquido del mundo, que establece el precio de referencia para el resto del área de comercio de Norteamérica, donde los hubs locales presentan un diferencial de precio con respecto al Henry Hub en función de sus características regionales y sus costes de producción y transporte. Estos diferenciales de precio crean dentro del mercado estadounidense oportunidades de arbitraje que son aprovechadas por las empresas privadas para invertir en el aumento de la capacidad de transporte.

En el Reino Unido el organismo regulador estableció un modelo diferente con un punto de intercambio virtual, el National Balancing Point (NBP) que ajusta el balance diario de gas en el sistema gasista británico, con un único precio y sin diferencias geográficas debidas a los costes de transporte.

En la actualidad la Unión Europea está integrando sus mercados de gas a través de la creación de hubs virtuales regionales que posteriormente puedan integrarse. Supone un modelo práctico, ya que integra a los actuales operadores técnicos del sistema y reguladores, en lugar de crear un regulador único a nivel europeo, y fomenta la construcción de infraestructuras que facilitan los contratos de importación y reducen las limitaciones en las interconexiones. La pérdida de protagonismo del hub físico Zeebrugge ha evidenciado que en el actual entorno europeo de desarrollo del mercado único gasista, un hub virtual es menos complejo debido a la simplicidad del sistema de entrada-salida y a su potencial para atraer a nuevos participantes.

Como hemos visto, los hubs tienen diferentes configuraciones para adaptarse a las diferentes modelos de mercado (actividades de transporte totalmente privatizadas en Estados Unidos, frente a operadores técnicos del sistema TSO en la Unión Europea) y diferente propósito (facilitar el comercio en los Estados Unidos, frente al ajuste del sistema gasista en la Unión Europea). Aunque diferentes, las dos configuraciones han demostrado ser capaces de facilitar el comercio y la transición hacia un mercado más líquido que genera una señal de precio fiable para los participantes en el mercado.

El hub de gas natural atraerá a diferentes participantes en el mercado que harán uso de él para diferentes propósitos. Propósitos que tendrán consecuencias en la manera en que se comercia el gas natural, en el tipo de participantes en el mercado, y en los productos que son comercializados en el mercado.

3.4.1 Negociación en el mercado

En un mercado no competitivo el intercambio de la propiedad del gas natural se acuerda de forma bilateral entre el consumidor final y suministrador de cada región o zona. En el caso de un mercado mayorista, que busca aumentar la competencia entre suministro y consumo, empiezan a desarrollarse nuevas fórmulas para la comercialización del gas. Entre las más comunes están el comercio bilateral, las operaciones bilaterales OTC (realizadas normalmente mediante brokers) y las operaciones centralizadas bajo plataforma de intercambio operada por organizaciones como el NYMEX, APX/Endex o el Intercontinental Exchange (ICE).

El comercio bilateral incluye no sólo productos estándar, sino también productos a medida que se adaptan a las necesidades específicas de los clientes en cuanto a plazo de entrega, flexibilidad de contratación, volumen de entrega, etc. La contratación de todos estos productos se podrá cerrar tanto en el mercado spot como en el de futuros, aunque la entrega se realizará en el hub, ya que es la plataforma que facilita el intercambio de la propiedad sobre el gas.

Este intercambio mejora la transparencia y unifica los productos estándar, con un único punto, el hub gasista, como lugar entrega. El comercio centralizado en un punto de intercambio incrementa la percepción de transparencia que tienen muchos reguladores mediante unas señales e índices de precio resultado de las transacciones ejecutadas y disponibles a todos los participantes en el mercado. Por el contrario las operaciones bilaterales OTC no proporcionarán una señal de precio visible al resto de participantes no involucrados en la operación. Esto no quiere decir que las operaciones en el mercado OTC limiten el funcionamiento del mercado del gas natural, ya que las partes involucradas en una operación OTC tienen un acceso igualitario a la información y el mercado del gas en los hubs se apoya principalmente en operaciones OTC y aquellas que se realizan sobre plataformas de intercambio.

Una característica importante de los mercados mayoristas es su cooperación con el sector financiero para gestionar el riesgo financiero de la contraparte en las operaciones realizadas.

Las operaciones bilaterales OTC presentan un riesgo que comparten las partes involucradas en la operación, disminuyendo los costes por liquidación y otros servicios, además de simplificar la elaboración de una operación a medida y evitar la presencia de una mesa de contratación²⁶. De forma habitual, las empresas involucradas en operaciones bilaterales reducen el riesgo de la contraparte mediante una regulación interna que establece procedimientos para evaluar la solvencia y generar acuerdos bilaterales de compensación. Adicionalmente, en el caso de que una de las partes quisiera asegurar su riesgo con respecto a la contraparte, podría realizarlo a través de una cámara de compensación, pero reduciendo la ventaja en coste de la operación OTC frente a una operación en una plataforma de intercambio, donde por contra la operación es más segura.

²⁶ La mesa de contratación, o trading desk, es el lugar donde se producen las transacciones de compra y venta de valores y activos financieros. La mesa de negociación se puede encontrar en la mayoría de organizaciones e instituciones financieras que participan en el comercio de instrumentos de inversión como acciones, títulos de renta fija, futuros, materias primas y divisas.

La cámara de compensación es una parte de la organización que opera el mercado de intercambio o “exchange”, que facilita la reducción del riesgo entre sus miembros y la contraparte en el mercado. Esta contraparte puede implicar un riesgo financiero o legal al estar operando en el mercado spot o de futuros.

Las operaciones financieras en un mercado no implican necesariamente el intercambio físico del gas natural, sino más bien una operación con un producto energético derivado²⁷, por lo que la autoridad regulatoria que controlará este tipo de operaciones financieras será un organismo gubernamental del mercado financiero. Las operaciones OTC al ejecutarse en el mercado spot estarán bajo la vigilancia del regulador del mercado de energía o de la autoridad de la competencia.

La presencia de operaciones físicas y financieras en un hub permitirá avanzar en el proceso de liberalización. Las instituciones financieras al incrementar su confianza en mercados de gas operativos potenciarán su funcionamiento, integrando su comercio en las operaciones principales de su negocio y proporcionando un precio en tiempo real para los derivados del gas natural, además de abrir el camino para la creación de un mercado mayorista de futuros competitivo.

3.4.2 Participantes en el desarrollo de un hub gasista

Los agentes financieros son fundamentales para generar precio en el mercado de futuros, ya que generan su margen al exponerse al riesgo de este tipo de operaciones. En cambio, los operadores que suministran gas a los consumidores emplearán el mercado spot como herramienta de ajuste para su cartera de gas, siendo menos participativos en los mercados de futuros.

Aunque pueda parecer que los agentes financieros y los operadores trabajan con horizontes y mercados diferentes, existe una simbiosis entre ambos por la cual los agentes financieros precisan de los operadores para deshacer sus posiciones y los operadores necesitan un mercado de futuros que reduzca el riesgo de sus operaciones.

En un hub operativo, la diferencia de precio entre el mercado de futuros y el mercado spot tenderá a ser cero, creando una señal continua del gas entregado en el presente y en cualquier fecha a futuro.

²⁷ Un derivado es un instrumento financiero que asegura el precio a futuro de la compra o venta sobre un activo, para prevenir o adelantarse a las posibles variaciones al alza o a la baja del precio que se generen sobre éste. Son instrumentos cuyo valor depende o deriva del valor de un ‘subyacente’, es decir de un ‘bien’ (financiero o no financiero) existente en el mercado.

Otras partes involucradas en el desarrollo de un hub gasista son el operador del sistema, que realiza el ajuste físico del sistema, gestiona la capacidad disponible para el hub y administra la transferencia de los títulos de propiedad. Por otro lado, el operador del hub proporciona servicios, asegura la validez contractual y facilita el desarrollo de productos estándar.

En el caso del mercado OTC los brokers o intermediarios mediarán entre las partes facilitando la compra-venta de gas y generando conciencia de la oferta disponible en el mercado.

3.4.3 Productos comercializados

Los operadores y comercializadores requieren unas cantidades físicas de gas a través de unos contratos estándar que les aseguren una entrega en el futuro. Asignarle un precio a esas cantidades a lo largo de un horizonte temporal es una tarea que recae en los operadores financieros, acostumbrados a valorar las materias primas a través de mercados de futuros donde se compran y venden estos productos.

Los productos comercializados en el mercado de futuros dependen de la liquidez del mercado spot subyacente, de tal forma que cuanto más líquido sea un producto o mercado subyacente, más fácil será de comercializar dicho producto a futuro, ya que los participantes en el mercado perciben menos riesgo cuando es más fácil deshacerse de las posiciones financieras.

El número de productos ofertados en el mercado spot y de futuros depende de dos factores. La liquidez del producto subyacente que estimula su comercialización a futuro, y la demanda por parte de los diferentes participantes en el mercado de productos que les permitan ajustar su cartera en el mercado spot o cubrir su posición financiera en el mercado de futuros. Esta necesidad de productos está condicionada por varias circunstancias, como la regulación en mercados de gas físicos que condicionan la necesidad de nuevos productos de ajuste del sistema o regulaciones financieras que requieren mejores coberturas en el mercado de futuros.

Los nuevos productos generalmente se desarrollan por los agentes de mercado que operan las plataformas de intercambio para dar respuesta a las necesidades de sus usuarios y para una mayor comercialización en un segmento de la curva²⁸ del producto subyacente. Es un proceso complejo en el que los market makers intentan lanzar el co-

²⁸ La curva es un conjunto de precios del producto que será entregado a futuro y que proporciona al cliente un precio de entrega en cualquier fecha a futuro (desde el momento actual hasta el horizonte que contemple).

mercado de estos nuevos productos, expandiendo la cartera de productos ofertados en el hub y reduciendo su time-to-market²⁹.

Un mercado mayorista con contratos spot y futuros se asemeja cada vez más a un mercado de derivados para materias primas. Incrementa el número operaciones OTC y de intercambio o exchange, el número de agentes físicos y financieros en el hub, y los productos con entrega a futuro. El resultado es un precio en el spot y en el mercado de futuros que refleja cada vez más la relación entre oferta y demanda para un mercado en el futuro próximo.

Finalmente, la calidad y el coste del modelo de mercado desarrollado y los servicios ofrecidos determinarán el éxito del operador exchange en relación con otros operadores en el mismo hub o región.

3.5 Fijación de precios en un hub

Los hubs de gas natural permiten ajustar las carteras de gas de suministradores y consumidores al incrementar sus posibilidades de comercialización más allá de los contratos a largo plazo.

En el momento que se decide introducir un sistema gasista en una economía es necesario afrontar grandes inversiones en infraestructuras. El riesgo asociado a estas inversiones se cubre con contratos a largo plazo que garantizan un retorno aceptable de la inversión realizada. El mayor riesgo a la hora de realizar contratos a largo plazo es soportado por el operador que realiza la compra de gas, que garantiza al suministrador una cantidad fijada por contrato de gas natural por un periodo de tiempo concreto. En este tipo de contratos el riesgo de contratar un volumen excesivo se puede limitar permitiendo que una determinada cantidad de gas no caiga dentro de las cláusulas take-or-pay, o permitiendo que ciertas cantidades puedan ser consumidas en el futuro (por ejemplo, make-up gas).

La entrada del gas natural en un nuevo país o región provoca la sustitución de otras materias primas, petróleo fundamentalmente, sobre la que se indexa su precio y que permite al comprador tener una ventaja competitiva para distribuir las cantidades contratadas y evitar el riesgo de volumen. La distribución en un determinado país o región puede estar sujeta a un compromiso u obligación, a través de una cláusula de destino final, de no revender este gas en otros mercados donde el gas natural presenta un pre-

²⁹ Cantidad de tiempo que lleva desde que un producto es concebido hasta que está disponible en el mercado. Una reducción en el time-to-market posibilita que los suministradores (físicos y financieros) puedan adaptarse rápidamente a los cambios en la demanda del producto.

cio superior. En el caso de la Unión Europea estas cláusulas van en contra de su política energética de libre competencia dentro de un mercado único para el gas natural, por lo que han tenido que ser renegociadas para definir un nuevo tipo de cláusulas, donde los beneficios generados por el gas que se desvía a un nuevo destino se compartirán con el suministrador.

Los contratos a largo plazo incluyen mecanismos para gestionar cambios en las condiciones de mercado, como grandes incrementos en la demanda o cambios regulatorios que afectan a la competitividad del gas contratado. El principal mecanismo es la posibilidad de renegociar las condiciones para ajustarlas a las nuevas circunstancias que se dan en el mercado. Como resultado de estas cláusulas los operadores de gas natural en Europa se han visto afectados por numerosas renegociaciones debidas a circunstancias como la irrupción de gas qatarí en 2008 o el colapso de la demanda en 2009.

La fórmula para el cálculo del precio en los contratos a largo plazo busca establecer un precio a largo plazo para el gas en base al valor percibido para ese gas en el futuro tanto por parte del comprador como por parte del vendedor. Posteriormente, con la evolución de los mercados, el valor del gas natural en la economía y en el mix energético cambiará, con lo que el precio necesitará ser ajustado en línea con el riesgo de precio³⁰ y volumen. Existen diferentes vías para ajustar el precio a las circunstancias de mercado y entre las que destacan tres. En primer lugar los precios pueden ser establecidos en función del valor de mercado percibido para el gas en los mercados no competitivos o en función del precio de mercados en los mercados competitivos. Otro mecanismo juega con la posibilidad de cambiar la materia prima sobre la que se indexa el precio del gas natural, a otra más relevante en los sectores donde se consume el gas. En tercer lugar el ritmo de revisión de precios puede ser incrementado o reducido ajustando el precio con mayor o menor frecuencia a las nuevas circunstancias de mercado.

Estos ajustes en las condiciones deben ser negociados entre comprador y vendedor, lo que implica un coste de renegociación del contrato. Esta renegociación en algunos casos desemboca en litigios debido a la diferente percepción de cada parte acerca de cuál es el valor percibido por el mercado para ese gas y que en muchos casos se refleja en la disparidad de precio entre el establecido por el contrato a largo plazo y el precio que establece el mercado.

En un mercado competitivo los compradores tratarán de reducir el coste de adquisición en comparación con sus competidores. Los contratos a largo plazo indexados al petró-

³⁰ Es la contingencia de pérdidas por variaciones en los precios de los instrumentos frente a los del mercado.

leo incrementarán los costes de oportunidad³¹ a través de las renegociaciones y riesgos asociados con la disparidad de precio frente a los productos estándar comercializados en los mercados spot o de futuros. El incentivo para reducir estos costes de oportunidad puede proporcionar una motivación para que los consumidores reduzcan los volúmenes adquiridos bajo contratos a largo plazo y opten por otras alternativas estándar en el corto plazo asociadas con unos costes inferiores.

La existencia de dos mecanismos en la fijación de precios del gas natural (indexación con el petróleo y gas-on-gas) tiene consecuencias para la distribución de riesgos, ya que el suministrador no puede traspasar directamente al consumidor el riesgo de los contratos a largo plazo indexados al petróleo, en lugar de indexarlos al precio del gas, lo cual requeriría de una renegociación de los contratos.

Los grandes consumidores de gas natural (entre ellos, los productores de electricidad en un mercado eléctrico competitivo), que dependen directamente del coste del combustible, tienen un gran interés en su reducción puesto que no es sencillo para ellos traspasar el riesgo de precio a sus clientes. Por tanto, estos grandes consumidores son los primeros en interesarse en mercados a corto plazo que les permitan reducir su riesgo de precio y seguir siendo competitivos frente a otros consumidores que disponen de un gas más barato.

No obstante, la volatilidad de precio asociada con los mercados con competencia gas-on-gas es un obstáculo que desincentiva a estos grandes productores a operar bajo precios basados en un hub, siempre que no exista un mercado de futuros operativo y el precio fijado por el hub sea fiable. Adicionalmente, las grandes inversiones realizadas y la necesidad de asegurar un suministro a largo plazo hacen que estos productores sean reacios a abandonar unas prácticas que se han mostrado fiables durante años.

Cuando los mercados de gas natural son más competitivos, los consumidores y productores tienen la oportunidad de introducir nuevos productos con un precio más ajustado a sus necesidades. Esto no significa dejar de lado los contratos a largo plazo, que seguirán siendo de gran valor para asegurar el suministro a futuro con un precio basado en una referencia de mercado fiable.

³¹ El coste de oportunidad designa el coste de la inversión de los recursos disponibles, en una oportunidad económica, a costa de la mejor inversión alternativa disponible, o también el valor de la mejor opción no realizada.

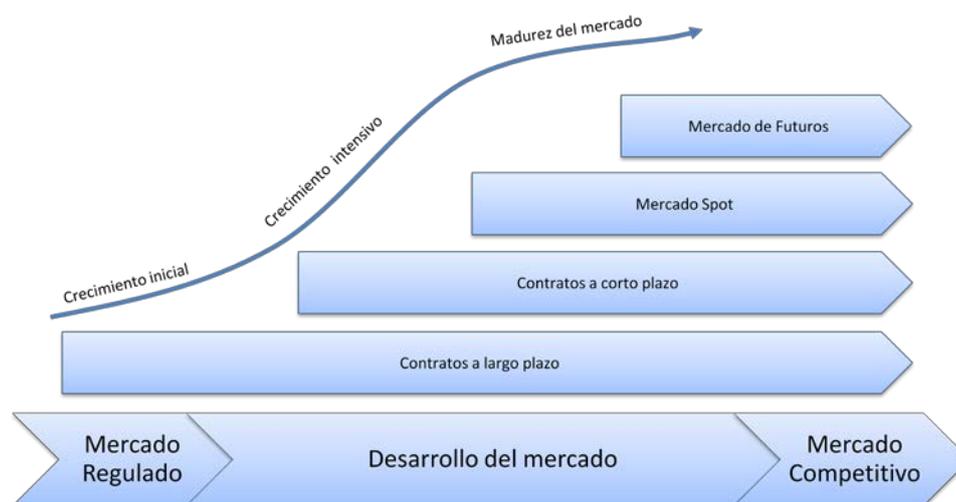


Figura 3-1 – Evolución de los mercados.

Esta transición desde los mercados de gas dominados por los contratos a largo plazo con mecanismos de precio indexados, a un mercado competitivo con contratos a corto plazo y fijación de precios basada en mercado no sucede de la noche a la mañana y puede precisar de varios años en funcionamiento hasta proporcionar una señal de precio fiable.

3.6 Conclusiones

Las principales operaciones que a día de hoy operan en los mercados existentes son los contratos bilaterales, los contratos OTC y las operaciones realizadas a través de un mercado organizado o “exchange”.

Los mercados organizados son generalmente mercados de ajuste o marginalistas, donde se negocia un volumen de gas relativamente reducido en comparación con el total de la oferta y demanda del mercado mayorista. Por lo tanto su mecanismo de formación de precios será diferente a los del mercado mayorista, puesto que los precios en los hubs y mercados organizados aplican sólo a los últimos volúmenes negociados dentro del mercado mayorista. Sus operaciones proporcionan ventajas frente a la negociación de contratos bilaterales en el mercado mayorista al permitir el acceso abierto a múltiples agentes, garantizar la suficiente liquidez y proporcionar transparencia en la formación de precios a través de información pública y al alcance de todos los agentes en condiciones de igualdad.

La participación en un mercado organizado simplifica la operativa y reduce considerablemente los costes de transacción al introducir elementos como las plataformas

electrónicas de intercambio, las cámaras de compensación y la transparencia en la operativa. Incorpora mecanismos neutrales por los cuales se ponen en contacto al mayor número de agentes para crear liquidez en el mercado (market makers), intentando romper la inercia a seguir operando con el modelo tradicional de contratación bilateral.

La Unión Europea desea integrar sus mercados de gas a través de la creación de hubs virtuales regionales que posteriormente puedan unirse para crear un mercado único. Supone un modelo práctico que integra a los actuales operadores técnicos del sistema y reguladores, fomenta la construcción de infraestructuras que facilitan los contratos de importación y reduce las limitaciones en las interconexiones. El resultado son hubs virtuales menos complejos debido a la simplicidad del sistema de entrada-salida y a su potencial para atraer a nuevos participantes.

Frente a este modelo, la volatilidad de precio asociada con los mercados en competencia será un obstáculo que desincentivará a los grandes productores a operar bajo precios basados en un hub, siempre que no exista un mercado de futuros operativo y el precio fijado por el hub sea fiable. Adicionalmente, las grandes inversiones realizadas y la necesidad de asegurar un suministro a largo plazo hacen que estos productores sean reacios a abandonar unas prácticas que se han mostrado fiables durante años.

Por tanto el comercio centralizado en los hubs o puntos de intercambio deberá incrementar la percepción de transparencia mediante unas señales e índices de precio, resultado de las transacciones ejecutadas y disponibles a todos los participantes en el mercado. De esta forma se incrementará la competencia y los consumidores y productores tendrán la oportunidad de introducir nuevos productos con un precio más ajustado a sus necesidades. Esto no significa dejar de lado los contratos a largo plazo, que seguirán siendo de gran valor para asegurar el suministro a futuro con un precio basado en una referencia de mercado fiable.

4. Análisis y modelado del hub ibérico

(CE__09) “(37) *Básicamente, y cada vez en mayor medida, el gas natural se importa a la Comunidad desde terceros países. El Derecho comunitario debe tener en cuenta las características del gas natural, tales como ciertas rigideces estructurales derivadas de la concentración de los proveedores, los contratos a largo plazo o la falta de liquidez en fases posteriores. Por lo tanto, es necesaria una mayor transparencia, también en la formación de los precios.*”

El Iberian Gas Hub (IBGH), fomentado por la iniciativa privada, y el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), impulsado por el Operador de Mercado Ibérico que gestiona el mercado ibérico spot de electricidad, el operador del mercado ibérico de futuros de electricidad (OMIP) y la cámara de compensación de energía ibérica (OMICLEAR), constituyen las dos iniciativas de mercado organizado que se están desarrollando en la península ibérica.

Buscan complementar el actual mercado OTC con un nuevo mercado organizado. De esta forma, operadores, comercializadores, grandes consumidores, y el operador del sistema, entre otros, podrán acudir a comprar o vender el gas conociendo oferta, demanda y precios, sin necesidad de conocer a la contraparte. Con ello se profundiza en la transparencia de las transacciones y se aumenta la competitividad del mercado. Posteriormente y con un mercado más maduro, serán cada vez más los agentes que apuntarán la necesidad de un mercado con operaciones a plazo que permitan gestionar su riesgo y que ofrezcan una referencia de precios fiable y transparente que aumente la competencia, además de gestionar el gas natural de una forma flexible.

Los productos y servicios serán similares a los de nuestros homólogos de la Unión Europea para permitir su integración con el resto de mercados y atraer el interés de agentes tanto dentro como fuera de la península. Potenciarán el papel de los denominados puntos de balance virtual del sistema (conocidos en la península como AOC), que se convertirán en la puerta de entrada y salida del gas en el mercado. El resultado configurará mercados nacionales o regionales con zonas de balance conectadas entre sí mediante mercados organizados.

A lo largo del presente capítulo describiremos en detalle las características y funciones de las iniciativas actuales para el desarrollo del hub ibérico, así como un modelo matemático de optimización con el que obtener la cantidad y precio del gas comercializado en el hub. Empleando datos reales y aplicando los denominados puntos de balance o comercio virtual a los datos de demanda y aprovisionamiento de las cinco zonas de balance del sistema gasista español (Levante, Este, Norte, Oeste y Centro-Sur), implementaremos un modelo que dará como resultado la cantidad de gas que circula entre las zonas de balance y el precio del gas disponible en el hub. A partir del precio del gas natural declarado en la Aduana, los peajes de acceso propios de un sistema de transporte de entrada-salida (en el mes de Enero de 2014 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha publicado la propuesta por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas) y los datos de suministro, intercambio y demanda publicados por el operador del sistema

gasista (ENAGAS), el objetivo es obtener los flujos y un precio óptimo en el hub para compararlo con las diferentes necesidades del mercado.



Figura 4-1 – Zonas de balance del sistema gasista español (fuente: ENAGAS)

4.1 Iniciativas para el desarrollo de un hub ibérico

En las primeras semanas de 2014 se observó como los principales operadores, debido a la caída de la demanda, la elevada producción renovable y pluviosidad, no cumplieron las previsiones de consumo de gas natural, principalmente el destinado a la producción eléctrica. Este gas, sumado al que ya se tiene contratado para el resto del año, es gestionado principalmente en el marco de los contratos bilaterales a largo plazo para no producir desbalances en las carteras de cada operador. Esta solución permite a los diferentes operadores resolver el desajuste en sus previsiones, pero retira del mercado unos volúmenes de gas natural que podrían haber sido aprovechados por la demanda en el caso de que se hubieran comercializado en iniciativas como las que se describen a continuación.

El 29 de Enero de 2014 entró en operación la plataforma electrónica de negociación del IBGH, en la que se pueden intercambiar productos OTC con entrega física en el Alma-

cenamiento Operativo Comercial (AOC) y swaps³² entre las zonas de balance francesa (TIGF y PEG-Sud, inicialmente) y el AOC. Posteriormente, en marzo de 2014 se anunció que los consejos del Operador del Mercado Ibérico (OMI) y el grupo de agentes del mercado gasista Iberian Gas Hub (IBGH), alcanzaron un acuerdo para colaborar en el desarrollo de un único hub gasista en la península ibérica. La cooperación entre ambas entidades, cuyo objetivo es dar respuesta a las necesidades de los agentes que participan en el mercado ibérico, implica el desarrollo de un mercado de gas ibérico, incluyendo productos de corto y largo plazo negociados en un mercado organizado y OTC, y compensados en una cámara de contrapartida común, además de la provisión de servicios de hub similares a los que prestan los operadores de hub en otros mercados europeos.

El hub ibérico busca implementar un punto de entrega virtual en la red ibérica de transporte de gas natural, donde la transferencia de los títulos tenga lugar una vez que el gas ha sido inyectado en el AOC (Almacenamiento Operativo Comercial) y antes de ser extraído de él. Además del comercio definido alrededor del AOC, busca definir puntos de comercio en otras infraestructuras que se pueden considerar puntos de entrega o retirada para el propósito de la compra y venta de contratos, transferencia de títulos y el transporte, préstamo o almacenamiento de gas natural y gas natural licuado.

El gas natural se negociará en varias localizaciones (buques de GNL, tanques de GNL, almacenamientos subterráneos de gas natural, red de transporte, y puntos de interconexión) y con diferentes horizontes (diario, semanal, mensual, trimestral y anual). Otras operaciones permitirán intermediar físicamente con “swaps” de GNL o gas natural (es decir, almacenamiento virtual o servicios de préstamo) y productos estructurados, incluyendo productos con características de entrega o plazo no estándar y de forma más general, con cualquier producto que ayude a optimizar la cartera del cliente adaptándose a su logística, operativa, necesidades financieras y realidad física y regulatoria del sistema gasista.

Las principales funciones del mercado organizado incluirán servicios de información, servicios de intermediación (“brokering services”) y servicios de intercambio (“exchange services”).

Los servicios de información ofrecen acceso a importante documentación e información del mercado. Cada cliente puede acceder de forma privada y segura a un portal para

³² Un swap, o permuta financiera, es un contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades de bienes o servicios (entre ellos de dinero) referenciado a cualquier variable observable.

gestionar sus operaciones, liquidaciones, etc. Por otro lado, también tienen acceso a documentación relevante acerca de las reglas de operación y códigos de conducta de la plataforma de intercambio, o a los Acuerdos de Servicios del Hub (“Hub Services Agreements”) y sus anexos.

El hub incluirá también servicios de intermediación en el mercado OTC español y portugués, integrando su oferta y demanda para facilitar las transacciones de gas natural y gas natural licuado. Su mesa de contratación, con la ayuda de las tecnologías de comunicaciones actuales, permitirá en una primera fase que sus clientes cierren acuerdos con la contraparte y con el producto y precio más adecuado. Posteriormente, deberá permitir cerrar operaciones OTC en su plataforma de negociación.

Durante la operación garantizará el anonimato de las partes hasta que el acuerdo esté cerrado, siendo las contrapartes las responsables del cumplimiento de todas las obligaciones de nominación, entrega y liquidación derivada del acuerdo.

El hub desarrollará los procesos, la organización y la infraestructura necesaria para ofrecer servicios de intercambio de los productos comercializados en su plataforma de negociación. Los servicios de intercambio incluyen la casación y confirmación de las transacciones en la plataforma de comercio electrónico, servicios de contrapartida que garanticen el cumplimiento de las obligaciones de pago, de entrega y de comunicación derivadas de las ofertas y otros servicios administrativos (facturación, manejo de reclamaciones, etc.)

Durante la oferta de servicios de intercambio de productos estandarizados a corto plazo, el hub funcionará como si se tratara de la contraparte en las transacciones, lo que garantiza el anonimato de las partes a través de todo el ciclo de la transacción. La liquidación de las operaciones estará apoyada por un sistema de garantía mediante el cual los agentes deben constituir un depósito (en efectivo u otros instrumentos líquidos), estableciendo el operador del hub los límites de negociación para cada agente en función del valor de la garantía y el valor de las posiciones adoptadas en el mercado. La entrega del producto se garantiza transfiriendo directamente el título de la mercancía en el registro de logística del Operador del Sistema en nombre de sus clientes.

En una primera fase, la plataforma de comercio electrónico permitirá la comercialización de productos estandarizados con entrega en un punto de comercio virtual, cuyo punto de entrada y salida será la red de transmisión en el sistema español de gas natural (el llamado Almacenamiento Operativo Comercial o AOC). Posteriormente, estas transacciones podrán ser complementadas con operaciones en puntos comerciales virtuales de

otras infraestructuras (es decir, plantas de GNL, interconexiones o almacenamientos subterráneos).

A modo de resumen podemos decir que el hub ofrecerá los siguientes servicios dentro del Área de Mercado Virtual (“Virtual Market Area”) que representa la península ibérica:

- Seguimiento de operaciones para todos los contratos cuyo punto de entrega es el Virtual Market Area, así como, el seguimiento de los contratos cuyos puntos de entrega son otras infraestructuras del sistema gasista Ibérico.
- Recepción de las nominaciones comerciales de los contratos cuyo punto de entrega es el Virtual Market Area, así como, de aquellos contratos cuyos puntos de entrega son otras infraestructuras dentro de la península ibérica.
- Servicios de casación que garantizan la coherencia entre las nominaciones comerciales del cliente y los de sus contrapartes para todas las transacciones bilaterales cuya entrega es el Virtual Market Area u otras infraestructuras del sistema gasista Ibérico.
- Cálculo de la posición neta del cliente (a diario o por hora, dependiendo de la regulación establecida) como resultado de todas las nominaciones comerciales en el Virtual Market Area (o, si fuera el caso, en otros puntos de comercio), incluidas las transacciones bilaterales OTC y las transacciones de intercambio en el hub u otras plataformas de negociación.
- Transferencia de títulos e información al Operador del Sistema de las posiciones comerciales netas de los clientes en el Virtual Market Area y otros puntos de comercio, debidamente identificados y separados por una infraestructura o punto de equilibrio. Estas posiciones comerciales netas se comunicarán al Operador del Sistema como transacciones netas (transferencias de título) en el registro del Operador del Sistema para cada infraestructura (AOC, en el caso de contratos cuyo punto de entrega es el Virtual Market Area, y en otras infraestructuras del sistema ibérico de gas, para otros puntos).

El operador del hub deberá mantener una base de datos con información sobre las nominaciones comerciales en el Virtual Market Area y las correspondientes programaciones físicas de los clientes, disponible para su revisión y análisis por parte del Operador del Sistema y las autoridades regulatorias que lo soliciten.

A futuro, según el hub vaya evolucionando, aumente su liquidez y el marco regulador evolucione, intentará ofrecer nuevos servicios relacionados con las necesidades de los clientes.

4.2 Información para el análisis y modelado de un hub

El sistema gasista español proporciona información a través de diferentes organismos, principalmente el operador del sistema gasista ENAGAS³³, la Agencia Tributaria³⁴ y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia³⁵. Para el desarrollo de un modelo de hub resulta imprescindible conocer los mecanismos por los que estos datos generan la información que se introduce en el modelo o por los cuales se interpretan los resultados. En ese sentido se describirá y empleará el nuevo modelo de peajes de acceso a las infraestructuras gasistas, así como el actual mecanismo de balance del sistema gasista.

Los datos empleados en el modelo corresponden al mes de Noviembre de 2013 como mes representativo del último trimestre del año 2013 y del primer trimestre del año 2014, donde la elevada presencia de viento y lluvia, además de unas temperaturas no excesivamente bajas, han reducido el consumo de gas para la generación eléctrica. Noviembre de 2013 muestra una elevada producción eléctrica de los generadores renovables hidráulicos y eólicos, además de una pequeña ola de frío a final de mes que permitió recuperar el consumo de gas.

4.2.1 Peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las infraestructuras gasistas

El 14 de Enero de 2014 se publicó por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la nueva propuesta Circular con la metodología para el cálculo de los y peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas. Esta metodología cumple con la normativa europea establecida en el reglamento (CE) nº 715/2009 y por la cual las tarifas aplicadas a los usuarios de la red se fijarán por separado por cada punto de entrada o salida del sistema de transporte gasista, según la metodología de entrada-salida en el que se establecen precios diferenciados por cada punto de entrada y de salida.

Esta metodología, impuesta por el modelo europeo, ignora las líneas de transporte y distribución de gas para crear zonas de balance donde periódicamente los agentes par-

³³ Enagás es el Gestor Técnico del Sistema Gasista español y la principal compañía de transporte de gas natural en España. Además, está certificada como TSO independiente por la Unión Europea, lo que la homologa a los operadores de redes de transporte de gas de otros países de Europa.

³⁴ La Agencia Tributaria tiene encomendada la aplicación efectiva del sistema tributario estatal y aduanero, así como de aquellos recursos de otras Administraciones Públicas nacionales o de la Unión Europea cuya gestión se le encomiende por ley o por convenio.

³⁵ La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es el organismo que garantiza la libre competencia y regula todos los mercados y sectores productivos de la economía española para proteger a los consumidores.

ticipantes deben ajustar sus entradas, salidas y variaciones de existencias con respecto a sus movimientos o nominaciones en el sistema. Este ajuste permite el desarrollo de los mercados de balance, virtuales e implementados sobre plataformas electrónicas, y a los que cualquier agente tiene acceso para ajustarse a la posición física que finalmente cubre la demanda. En el lado opuesto, Estados Unidos aplica una metodología basada en el transporte punto a punto, y en la cual el agente que quiere transportar gas debe adquirir un contrato de capacidad que le permita llevar el gas de un punto concreto a otro. De esta forma, el acceso al transporte determina el acceso al mercado y las futuras inversiones en la red de transporte, ya que una escasez de capacidad entre dos puntos incentivará su resolución al elevar el diferencial de precios entre ellos.

Bajo un sistema de entrada-salida, la reserva de capacidad es independiente en las entradas y las salidas: se contrata capacidad en un punto de entrada para transportar el gas al punto virtual de balance, y separadamente se reserva capacidad en las salidas para transportar el gas desde el punto virtual de balance a cada salida. El gas se puede comprar o vender en el punto de balance, siendo los peajes de entrada y salida al sistema independientes entre sí.

La metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas consiste en la definición de una reglas explícitas que asignan los costes de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento subterráneo de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo los criterios de eficiencia en el uso de infraestructuras y maximizando el bienestar social.

Debido a que el sistema de peajes de entrada-salida proporciona señales de localización en el peaje de transporte, se suprime la diferenciación existente en los peajes de descarga de buques para todas las plantas de regasificación del sistema. Además el peaje de transporte hacia consumidores nacionales será único, con independencia de su ubicación.

Con carácter general, el principio regulatorio básico para el establecimiento de precios regulados es que reflejen los costes. La mejor opción a aplicar en el contexto español para calcular el precio regulado es la utilización del coste medio, el cual se complementa con la introducción de señales de eficiencia en el uso de las infraestructuras. Los costes fijos relacionados con la prestación de un servicio se recuperan a través del término fijo del peaje, mientras que a través del término variable se recuperarán los costes variables asociados a la prestación del servicio. Por otra parte, con objeto de calcular unos peajes que reflejen los costes y evitar subvenciones cruzadas entre distintas actividades, se

asigna de forma diferenciada la retribución reconocida a la actividad de transporte y distribución, estableciéndose diferentes peajes para cada actividad.

La metodología expuesta podrá ser revisada cada cuatros años (cada dos años de forma excepcional), o cuando se produzcan cambios regulatorios.

En el sistema tarifario vigente en España, se aplican peajes y cánones basados en la metodología postal³⁶ (“postage stamp”) en todos los servicios, si bien en el caso del peaje de transporte y distribución existe una diferenciación por grupos tarifarios, en función, para un mismo nivel de presión, de la variable de consumo anual del cliente. En la nueva propuesta se opta por aplicar una metodología entrada-salida matricial que permite obtener los peajes óptimos para cada entrada y cada salida, y que refleja adecuadamente el coste de introducir el gas en el sistema hasta un punto virtual y el coste de transportar el gas desde el punto virtual a la salida de la red de transporte. Esta opción, en opinión de la CNMC, representa la mejor metodología a aplicar en una red de transporte mallada, donde el objetivo es incentivar la utilización de aquellas infraestructuras de la red menos utilizadas y desincentivar la utilización de aquellas partes de la red más utilizadas, a efectos de reducir las necesidades de expansión futura de la red y optimizar el uso de la misma.

En la propuesta de Circular con la metodología para el cálculo de los y peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas se impone que en la entrada de la red de transporte se recupere el 25%³⁷ de la retribución de la red troncal de transporte, incluyendo la parte proporcional del gas talón prevista para el ejercicio, siendo el 75% restante recuperado en la salida de la red de transporte. El coste del gas de operación se imputa en su totalidad en salida de la red de transporte debido a que la introducción de un término variable en el peaje de entrada al sistema supondría introducir una diferencia adicional a tener en cuenta en la armonización de peajes de transporte con Portugal, cuyo peaje de entrada a la red de transporte consta únicamente de un término fijo.

La diferenciación de los precios de entrada que resulta de la metodología podría afectar, en el corto plazo, a los comercializadores que utilicen las entradas situadas en el sur peninsular, en la medida en que no sean capaces de trasladar el mayor coste a otros comercializadores o a los consumidores finales o compensar dicho mayor coste con un

³⁶ Los peajes postales se obtienen de calcular el coste medio y aplicar el mismo precio para todas las entradas y el mismo precio para todas las salidas, con independencia de su localización.

³⁷ En el marco europeo la diferencia del coste de transporte entre entradas y salidas se encuentra entre el 25% y el 50% (véase Framework Guidelines on Harmonised transmission tariff structures - (Initial) Impact Assessment. ACER. 17 September 2012).

menor coste de comercialización o un menor coste la materia prima. En todo caso, el impacto dependerá, además, de la capacidad del comercializador para deshacer posiciones y el coste que ello conlleve.

La implementación de una metodología de peajes entrada-salida persigue la diferenciación de precios a efectos de minimizar los costes de las redes y fomentar el intercambio de gas dentro del sistema, de tal forma que una vez asumido el coste de introducir el gas en el sistema, ya no se tendrán en cuenta los costes de transporte interno para las operaciones que se negocien y que fijarán el precio de la zona de influencia.

Mediante esta metodología calcularemos los precios del gas introducido en cada una de las zonas de balance, de tal forma que podamos utilizar el precio del gas por zona en nuestro modelo.

4.2.2 Balance del sistema gasista

Cuando los operadores pueden vender o comprar gas a otros participantes en el mercado para compensar su desbalance, el número de procedimientos de ajuste que el Gestor Técnico del Sistema tiene que gestionar para garantizar la integridad del sistema se reduce. Con la presencia de un hub gasista se proporcionan incentivos a través de un precio de referencia, que estimula a los participantes en el mercado a adoptar unos patrones de oferta y demanda acordes con él.

En el caso español, todos los sujetos que hacen uso de las instalaciones del sistema gasista deben emitir una programación indicativa con el gas que estiman introducir, extraer, almacenar, suministrar o consumir en un periodo de tiempo determinado. Posteriormente estos mismos sujetos están obligados a nominar ese mismo gas para cada día, de tal forma que consigan un mejor ajuste de la programación inicial. Las nominaciones de puntos de entrada a la red de transporte tienen carácter vinculante y los operadores tienen que adecuarse a dicha nominación una vez aceptada por parte del Gestor Técnico del Sistema.

Dentro de su operativa, el Gestor Técnico del Sistema realiza balances periódicos individualizados para todos y cada uno de los sujetos que utilizan las instalaciones del sistema. Se considera que un usuario del sistema gasista está en situación de desbalance individual cuando sus niveles de existencias de gas en el sistema no se encuentran dentro de los márgenes de tolerancia establecidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Este desbalance podrá generar un cargo económico por penalización debido a un exceso o defecto de gas en el almacenamiento para la operación comercial en la red

de gasoductos (AOC), un exceso o defecto GNL en plantas de regasificación, o un defecto de existencias operativas (AOC+GNL).

La penalización podrá llegar, como en el caso de un exceso de gas en el almacenamiento para la operación comercial, hasta 10 veces el canon de almacenamiento de GNL para existencias en exceso a partir de 0,5 días de desbalance.

En el caso de un posible desbalance por defecto de existencias operativas y con el fin de disponer de gas natural, el Gestor Técnico del Sistema organizará una subasta diaria de gas entre los comercializadores. Mediante esta subasta, el Gestor Técnico del Sistema solicitará a los comercializadores, para cada día y de forma anticipada, ofertas vinculantes de venta de gas a los usuarios. El gas adquirido mediante el procedimiento descrito se factura al Gestor Técnico del sistema, que lo abona en nombre del usuario al que se suministre para cubrir su desbalance. Como precio de referencia para desbalances por defecto se considerará la media aritmética del coste del gas natural en el Henry Hub y en el National Balancing Point (NBP) para dicho día.

Si analizamos el balance residual de cada uno de los puntos de intercambio del sistema gasista español³⁸ en el mes de Noviembre de 2013, y agrupamos para cada una de las cinco zonas el balance residual en aquellos días donde es positivo (es decir, se ha nominado de menos y por lo tanto es necesario proporcionar gas al sistema), obtenemos un desbalance para el conjunto de 1192 GWh en los que el sistema en su conjunto se ha quedado en descubierto por haber nominado de menos y de -952 GWh en los que el sistema ha nominado de mas.

³⁸ Los puntos de intercambio del sistema gasista español incluyen a las plantas de regasificación en servicio, los almacenamientos subterráneos y al Almacenamiento Operativo Comercial AOC.

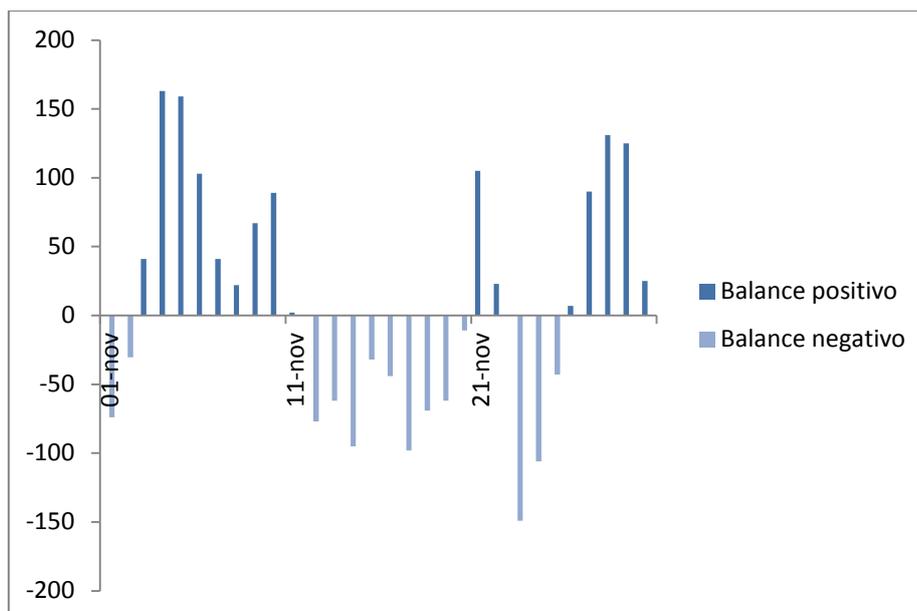


Figura 4-2 – Balance Residual del Sistema en Noviembre de 2014 (fuente:ENAGAS)

Según el Informe de Supervisión del Mercado Mayorista de Gas de Noviembre de 2013, publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC13), la cantidad total de energía negociada ascendió para dicho mes a 36.538 GWh. Esta cantidad representa en Noviembre un 125,5% de volumen de energía negociado sobre la demanda nacional, 29.112 GWh; un valor muy por debajo de otros mercados europeos donde el volumen negociado puede superar a la demanda hasta diez veces.

No obstante, si nos centramos en el balance residual por defecto de 1192 GWh, vemos que esta cantidad supone el 3,2% del volumen negociado, una cifra superior pero bastante próxima a los actuales volúmenes de negociación de gas en otros hubs europeos (en Noviembre de 2013 TTF negoció un volumen de 1.907 GWh con un precio medio de 27,44 €/MWh en el mercado spot y 2.456 GWh con un precio de 27,69 €/MWh en el mercado de futuros (EEX_13)) y que permitiría realizar el ajuste del sistema. En esta cantidad estarían incluidos los 198,6 GWh correspondientes al gas de operación y talón en dicho mes y que representaría la cantidad mínima que sería necesario disponer en el hub para realizar el ajuste sin tener que recurrir a los mecanismos de ajuste del operador del sistema.

La introducción de un hub que intentará dar liquidez a esos 1192 GWh, tal y como hemos comentado anteriormente, competiría con los actuales servicios de ajuste creando una situación donde sería difícil de predecir de antemano la forma en que se resolvería. El hub en sus inicios haría uso de facilitadores o market makers para introducir

nuevos servicios y productos en el mercado, aunque es posible que fuera necesaria alguna otra medida que impulsara el lanzamiento del hub. En este sentido, actualmente existen acciones en otros países orientadas al desarrollo de los mercados y al incremento de la liquidez disponible; es el caso de Polonia que está desarrollando la liberalización de su mercado (POLA13), facilitando que un cada vez mayor número de compañías de trading y los grandes clientes puedan negociar directamente en un mercado de intercambio, con una regulación nueva que permita introducir market makers que aseguren una mayor liquidez. La Autoridad para la Supervisión Financiera en Polonia ha introducido la obligación de vender parte del gas a través de plataformas de intercambio o exchange con el objetivo de incrementar la liquidez y conseguir una liberalización gradual del precio del gas.

Actualmente, Polonia posee productos y servicios tanto en el mercado spot como en el de futuros, si bien es cierto que se está produciendo un exceso de oferta con respecto a la demanda, razón por la cual se cree que el mecanismo más importante de mercado (el precio) no es satisfactorio para compradores y vendedores (NATU13). En ese sentido se están promocionando otros instrumentos como la introducción de mecanismos de subasta que permitan establecer un precio satisfactorio para ambas partes.

En nuestro caso, para el sistema gasista español podemos establecer que sería aconsejable disponer de una liquidez mínima en nuestro hub, por encima de los 198,6 GWh, que permitiera disponer de un gas de ajuste a un precio atractivo para su comercialización y que favoreciera el incremento de estos volúmenes de gas destinados a nuevas oportunidades en el mercado.

Cualquier desbalance producido en el mes de Noviembre, tal y como hemos comentado en el inicio de este apartado, será compensado con un precio de referencia para desbalances por defecto igual a la media aritmética del coste del gas natural en el Henry Hub y en el National Balancing Point (NBP) para dicho día. Si realizamos la media del mes obtenemos un valor de 18.854 €/GWh que nos servirá más adelante de referencia frente al valor obtenido por nuestro modelo.

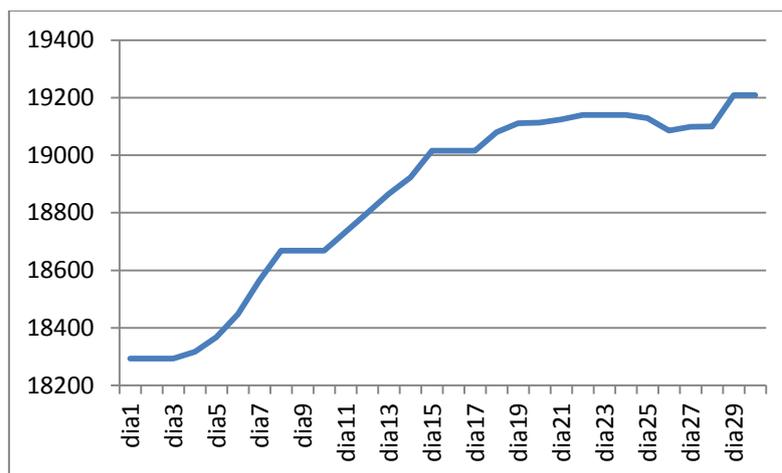


Figura 4-3 - Índice precio medio HH y NBP (€/GWh)

4.2.3 Precio del gas en las zonas de balance

La referencia de precios de entrada al sistema vendrá dada por la información declarada en la aduana y que periódicamente publica la Agencia Tributaria Española.

		Entradas (GWh)	Precio (€/GWh)
ZONA I	GNL	2621	18584
	GN CI Almería	6846	19760
ZONA II	GNL	3024	25479
ZONA III	GNL	852	7651
	GN CI Larrau+Irun	2175	25025
ZONA IV	GNL	1930	25535
ZONA V	GNL	3637	22041
	GN CI Tarifa	8291	23632

Tabla 2 – Precio de entrada en aduana del gas natural – Noviembre 2013 (fuente: Agencia Tributaria)

A estos precios de entrada del gas natural en las cinco zonas de balance del sistema gasista español queda aplicarles la nueva propuesta Circular, con la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas (CNMC), para obtener el precio de cada molécula de gas disponible en el sistema, lo que nos permite considerar este gas como si estuviera disponible en un punto virtual y facilitar su comercialización por parte del hub.

ZONAS	Precio (€/GWh)
ZONA I	20038
ZONA II	27486
ZONA III	20156
ZONA IV	27830
ZONA V	23880

Tabla 3 – Precio del gas natural en el sistema

Los bajos precios de la Zona I y de la Zona III evidencian la entrada de gas licuado a bajo precio, con unos valores inferiores a otras zonas que dependen de un gas por gasoducto más caro (Zona V) o que presentan restricciones en su interconexión con el resto de zonas (Zona IV).

Si calculamos el precio promedio en función de las cantidades de entrada, obtenemos un precio medio de 22.889 €/GWh, muy inferior al precio spot en el TTF de 27.440 €/GWh para el mismo mes y debido principalmente a la entrada de gas licuado a bajo precio.

4.2.4 Información del gestor del sistema gasista

En el Anexo I se incluye la información proporcionada por el gestor del sistema gasista (ENAGAS), acerca de los datos agregados por día y zona de:

- Demanda de gas natural en España.
- Regasificación en las plantas de GNL de Huelva, Cartagena, Sagunto, Barcelona, Bilbao y Mugardos.
- Importación y exportación en las conexiones internacionales de Larrau, Irún, Tuy, Badajoz, Tarifa y Almería.
- Inyección y extracción en los almacenamientos subterráneos de Gaviota, Serrablo y Yela.
- Variación del gas en tubo o “packline”.
- Limitación de flujos de intercambio entre zonas.

La información agregada no tendrá en cuenta para el modelo la demanda gestionada a través de cisternas de GNL y se limitará a las cinco zonas de balance españolas, dada la dificultad para localizar información de precio y ajuste del sistema gasista para Portugal.

4.3 Análisis para la optimización de un hub

Existen diferentes indicadores de carácter cuantitativo que permiten analizar la idoneidad de desarrollar un hub (CEER11); como pueden ser el precio del gas; la demanda anual del mercado; la cuota de mercado de los principales operadores, su número, los beneficios o el volumen negociado por ellos. Reguladores como el CEER³⁹, sugieren que los mercados operativos requieren de un número significativo de operadores cuyo nivel de concentración sea bajo ($IHH^{40} < 2000$), al menos tres fuentes de suministro que cubran como mínimo una demanda de 20 bcm, un índice de Suministro Residual $ISR^{41} > 110\%$ para más de un 95% de días al año y una tasa de rotación⁴² o “churn rate” superior a 8.

En la introducción hemos comentado que la dimensión de un hub debe obedecer principalmente a las necesidades de su zona de influencia, por lo que justificar cuál es su razón de ser es el primer paso para poder analizar qué pasos habría que seguir para su implantación.

Varios autores expresan su opinión acerca de la conveniencia y modelo de hub que debería desarrollarse en España; algunos concluyen (DUEÑ13) que la mejor forma de obtener un mercado de gas competitivo consiste en unir las diferentes zonas de balance en una sola, aunque la liquidez y la concentración de mercado seguirán siendo uno de los principales inconvenientes para el correcto desarrollo del mercado organizado. Otros autores (HEAT12) señalan que el mercado español sigue siendo un mercado aislado tanto geográfica como comercialmente del resto de Europa, con un mercado que está intentando desarrollarse con una excesiva dependencia de los contratos a largo plazo de gas natural con el norte de África y los suministros de GNL. Esto provoca que la región ibérica siga considerándose una región separada del contexto buscado por el modelo europeo para el mercado de gas, y donde la presencia de un hub facilitará únicamente las operaciones de ajuste y comercialización entre las zonas y regiones aisladas (España, Portugal y en menor medida el sur de Francia).

³⁹ El Council of European Energy Regulators (CEER) fue creado en el año 2000 para la cooperación de los reguladores energéticos europeos. Su objetivo es facilitar la creación de un mercado único de la energía para la Unión Europea, que sea competitivo, eficiente y sostenible.

⁴⁰ El Índice de Herfindahl y Hirschman (IHH) es una medida -de uso general en economía, economía política, etc - de la concentración económica en un mercado. $IHH = \sum (\text{cuota mercado})^2$ con resultados entre 0 (competencia perfecta) y 10.000 (monopolio). Según CEER un valor de $IHH < 2000$ indica ausencia de problemas regulatorios; en cambio, para el regulador estadounidense FERC $IHH < 1800$ indica ausencia de problema regulatorios. El IHH es un indicador relativo que debe analizarse conjuntamente con otros indicadores.

⁴¹ El Índice de Suministro Residual (ISR) se define como la capacidad de suministro del mercado menos la capacidad de suministro principal comparada con la demanda total. Mide la capacidad de otros participantes, diferentes de la empresa principal, para cubrir la demanda.

⁴² La tasa de rotación o “churn rate” es una medida de liquidez de los mercados que expresa el volumen de gas negociado entre el volumen de gas realmente consumido.

En estos momentos, parece razonable dar una mayor importancia al desarrollo del mercado gasista actual y determinar si la introducción de un hub permitirá evolucionar al mercado. Con una demanda estancada, la escasa interconexión con el resto de Europa y una dependencia elevada de los contratos a largo plazo, es razonable pensar que la implantación de un hub supondrá irremediablemente una nueva herramienta para el ajuste del sistema gasista, con una implicación directa sobre los mecanismos de ajuste ya operativos, y que dan respuesta a las necesidades del sistema bajo una dinámica totalmente diferente a la que precisamos para desarrollo del hub. El amplio margen de desajuste y la baja penalización que se permite a los operadores hacen que las oportunidades de comercialización sean limitadas, y que por lo tanto el número de agentes y la liquidez del mercado sean en igual medida escasos. No obstante, si queremos conseguir que el mercado gasista evolucione y presente las características que le permitan integrarse en el modelo europeo de mercado, es necesario comenzar por implantar un hub que en una primera fase ayude a cubrir las necesidades actuales de ajuste del sistema bajo su operativa y que poco a poco vaya abriéndose camino entre los mecanismos de ajuste actuales. Es indudable que la competencia entre el hub y los mecanismos de ajuste actuales propiciará una competencia entre ambos, aunque no hay duda de que si el hub se implanta y promueve correctamente podrá crecer con un alcance mucho mayor y adaptarse, en el caso de que el sistema gasista alcance su madurez, al desarrollo de unos servicios y productos más allá del ajuste del sistema.

4.4 Algoritmo de optimización

El escenario de flujos y el precio de optimización son aspectos relevantes en el estudio y diseño de un hub gasista. Centrándose en estos dos aspectos y partiendo de la información que ENAGAS, como gestor técnico del sistema, proporciona sobre las entradas y salidas del sistema, la gestión del balance de gas y las restricciones en el sistema de transporte, evaluaremos los flujos necesarios para obtener un precio óptimo de referencia para un hub que sumase las cinco zonas de balance del actual sistema gasista español. Esta información serán los datos de entrada a nuestra función objetivo, que minimizará el coste total para el sistema al optimizar los flujos de intercambio entre zonas ($f_{z,z',d}^{ZON}$) con diferente precio ($P_{z',d} - P_{z,d}$). El precio óptimo obtenido será una buena referencia a comparar con los precios resultantes tanto en el mercado de gas como en el mercado eléctrico.

El algoritmo está desarrollado en el entorno de modelado y programación GAMS (General Algebraic Modeling System), empleando el optimizador CPLEX para su resolución.

Función objetivo:

$$\max_{f_{z',z,d}^{ZON}} \sum_{z',z,d} \{(P_{z',d} - P_{z,d}) \times f_{z',z,d}^{ZON}\}$$

Sujeto a:

(1)

$$D_{z,d}^{TOT} - Q_{r,d}^{REG} - (Q_{s,d}^{WIT} - Q_{s,d}^{INJ}) - (Q_{x,z,d}^{IMP} - Q_{x,z,d}^{EXP}) - (Q_{z,(d-1)}^{PCK} - Q_{z,d}^{PCK}) = C_{z,d}^{TOT} - V_{z,d}^{TOT} \quad \forall_{z,d}$$

(2)

$$C_{z,d}^{TOT} - V_{z,d}^{TOT} = \sum_{z'} \{f_{z',z,d}^{ZON} - f_{z,z',d}^{ZON}\} \quad \forall_{z',z,d}$$

(3)

$$\begin{aligned} f_{z',z,d}^{ZON} &\leq Q_{z,z'}^{ZON} \times u_{z',z,d} \\ u_{z',z,d} + u_{z,z',d} &= 1 \\ f_{z',z,d}^{ZON} &\leq Q_{z',z}^{ZON} \quad \forall_{z',z,d} \end{aligned}$$

El modelo intenta maximizar los flujos de gas, que van de zonas de menor precio a otras de mayor precio, a través de la función objetivo. Dicha función está sujeta a varias condiciones. La primera de ellas iguala por zona y día la demanda total $D_{z,d}^{TOT}$, el gas regasificado $Q_{r,d}^{REG}$, el balance en los almacenamientos subterráneos ($Q_{s,d}^{WIT} - Q_{s,d}^{INJ}$), el balance de gas a través de las conexiones internacionales ($Q_{x,z,d}^{IMP} - Q_{x,z,d}^{EXP}$) y el gas en tubo o packline ($Q_{z,(d-1)}^{PCK} - Q_{z,d}^{PCK}$), con la diferencia entre el gas comprado y vendido por zona y día. Esta diferencia entre compra y venta, que representa el gas de optimización para nuestro sistema, será igual a las cantidades de gas físico que se mueven entre zonas, tal y como establece la segunda condición (2).

Las tres últimas condiciones (3) establecen una variable binaria que sirve para definir las restricciones físicas a los flujos entre zonas $Q_{z',z}^{ZON}$.

4.5 Resultado de la optimización

El resultado del modelo muestra como los flujos de gas van de las zonas con aprovisionamientos más baratos (zonas 1 y 3) a las zonas con precios más caros (zonas 2, 4 y 5). La razón de la ventaja en precio de las zonas 1 y 3 se debe a unos aprovisionamientos de gas licuado por debajo de los 8.000 €/GWh, frente a una media en los mercados del HH y NBP de unos 19.000 €/GWh.

Para nuestra optimización, el producto de estos flujos de intercambio entre zonas por su diferencia de precios genera un ahorro de 34,2 millones de euros como consecuencia de los 5.323 GWh de gas natural negociado entre zonas.



Figura 4-4 – Flujos de entrada y salida en zonas de balance.

La demanda de gas es creciente según avanza el mes, elevándose considerablemente la última semana debido a una ola de frío. No obstante, aunque el incremento final de la demanda provoca que los almacenamientos subterráneos pasen de inyectar gas a extraerlo y la producción eléctrica mediante agua caiga con respecto a la media del año anterior, la elevada producción mediante generación eólica hace que la demanda no se vea afectada y por consiguiente el nivel de precios para el gas no se incremente.

El precio medio de optimización resultante de nuestro modelo para el mes de Noviembre de 2014 es de 23.376 €/GWh, con valores de 23.880 €/GWh la mayor parte de los días salvo en la primera semana del mes donde los precios caen hasta los 20.038 €/GWh.

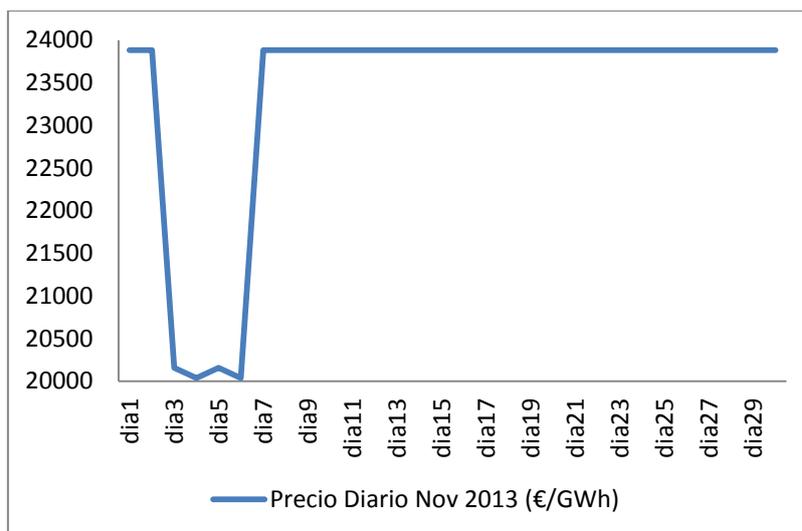


Figura 4-5 – Precio de optimización diario en Noviembre de 2013

Este precio promedio de 23.376 €/GWh muestra un diferencial de 4.522 €/GWh sobre la media aritmética del coste del gas natural en el Henry Hub y en el National Balancing Point (NBP) de 18.854 €/GWh. En comparación con los grandes consumidores industriales, el diferencial sube 13.724 €/GWh para consumidores industriales en la banda de los 2,77 GWh hasta los 27,77 GWh, que presentan un coste de gas en el último semestre de 2013 de 37.100 €/GWh; siendo en el caso de la banda de mayor consumo, superior a los 1.108 GWh, de 8.524 €/GWh para muy grandes consumidores industriales con un gas a 31.900 €/GWh (EURO14). En el caso del gas de operación, la subasta del 28 de Mayo de 2013 fijo un precio de cierre de 34.850 €/GWh (OMEL13), 11.474 €/GWh por encima del precio medio de nuestro hub.

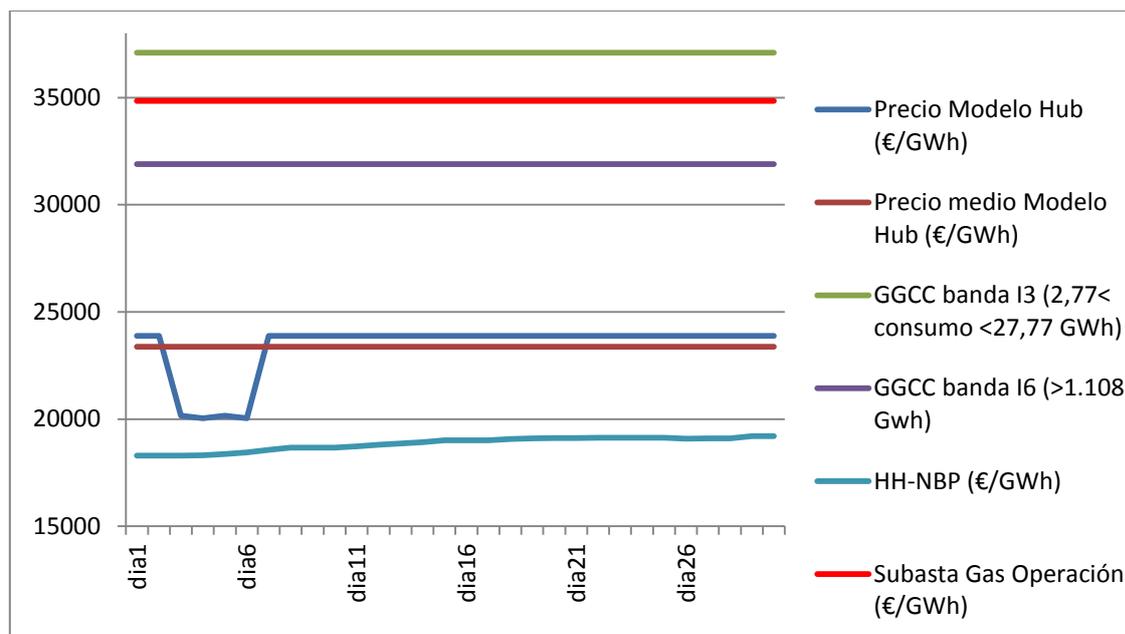


Figura 4-6 – Comparativa de principales indicadores de precios.

La comparativa de diferenciales muestra que el precio de optimización se encuentra por encima de la media de los mercados HH y NBP, lo que indica que si el precio de hub fuera el precio de optimización o superior a él, los agentes que proporcionasen gas al hub para el ajuste de sistema, obtendrían una mayor retribución que la actual.

También se observa que los grandes consumidores obtendrían una gran rebaja si pudieran obtener gas en el hub a precios similares al de optimización, sobre todo en el caso de los consumidores de la banda I3, entre los 2,77 y los 27,77 GWh, que presentan el mayor coste del gas para unos consumos relativamente pequeños.

Para el gas de operación, recurrir al hub para cubrir su demanda supondría una ventaja para el gestor del sistema gasista al eliminar el proceso de subasta, con un gas más barato y mecanismos de cobertura del riesgo.

En el caso de que ampliemos la comparativa a otros mercados, además del HH y NBP, podemos observar que en el mes de noviembre la referencia del gas natural en el mercado de gas licuado “SouthWest Europe” (SWE) fue de 38.180 €/GWh, marcando precios muy por encima de los hubs europeos de referencia del norte de Europa (TTF y NGC) con 27.500 €/GWh. Este importante diferencial de precios se debió a la limitación de conexiones entre la zona norte y sur de Francia (precios en la zona PEG Sud cerca-

nos a los 38.130 €/GWh frente a 28.450 €/GWh en PEG Nord⁴³) y a la escasa interconexión entre España y Francia, lo cual pone de manifiesto las restricciones que tendría un hub ibérico para interactuar o integrarse con los mercados del norte de Europa.

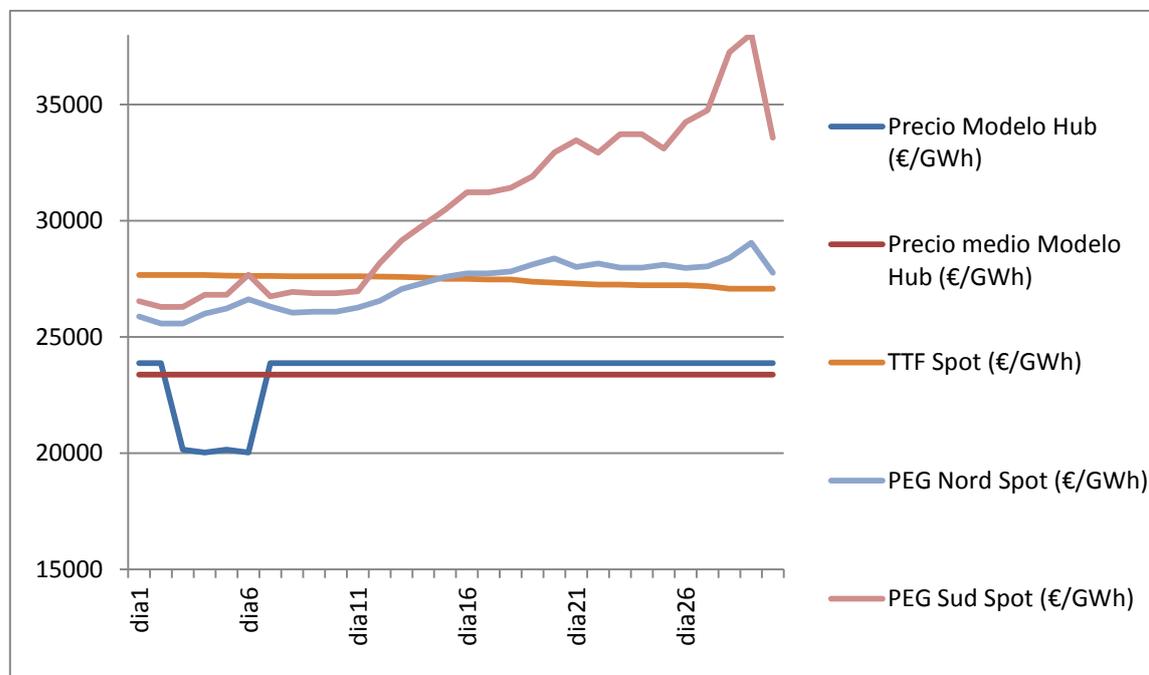


Figura 4-7 – Precio en Hubs europeos

Como conclusión vemos que el hub ibérico debería disponer de unos mecanismos que permitieran como mínimo el ajuste del sistema inyectando unas cantidades superiores a los 198,6 GWh (correspondientes al gas de operación y talón) y a ser posible cercanas a los 1.192 GWh que se emplearon en el mes de Noviembre para ajustar el sistema. Cantidades cercanas a estos 1.192 GWh evidenciarían que el actual sistema de balance ha dejado de ser ventajoso para los operadores y por lo tanto han decidido gestionar este gas en el hub. Si el hub evoluciona a mayores podría llegar a comercializar hasta los 5.323 GWh que el modelo obtiene como cantidad óptima comercializada.

En cuanto al precio, los 23.376 €/GWh de promedio para el mes, representan un buen indicador del precio base que podría generar el hub y de las oportunidades que proporcionaría a operadores y consumidores. No obstante, el precio que podría obtenerse finalmente en el hub dependería de los mecanismos de agregación y fijación de precios que se aplicaran y que podrían dar como resultado un precio mayor.

⁴³ Datos publicados por EEX para el End of Day Price (EOD) del día 28 de Noviembre de 2013.

4.6 Influencia del hub ibérico sobre los mercados de gas y electricidad

Hemos visto en el Capítulo 2 la influencia que el mercado de gas natural ejerce sobre el mercado eléctrico a nivel mundial. Ejemplos como el de Nueva Inglaterra podrían ser extrapolados a diferentes estados o países como España, donde el gas natural fija el precio como tecnología marginal del mercado eléctrico. Es previsible que la integración del mercado eléctrico y del gas natural se potencie en el futuro con la reducción en el uso del carbón por motivos medioambientales y el incremento de la producción de gas natural, no obstante exponemos a continuación cuál sería la situación que se encontraría a día de hoy en el mercado eléctrico el gas de nuestro hub ibérico.

El mercado eléctrico de electricidad marcó en Noviembre de 2013 un precio medio de 41.810 €/GWh, con precios horarios punta entorno a los 70.000 €/GWh y 13 horas con precio cero. En este mes la caída del hueco térmico⁴⁴, originada por un record de la generación eólica (31% de la demanda eléctrica cubierta mediante generación eólica) y una mayor producción hidráulica, propició una fuerte bajada de la cuota de generación con carbón. El peso de las centrales de ciclo combinado también se redujo, continuando su tendencia a reducir el número de horas de funcionamiento y a participar fundamentalmente en los servicios de ajuste y de restricciones técnicas.

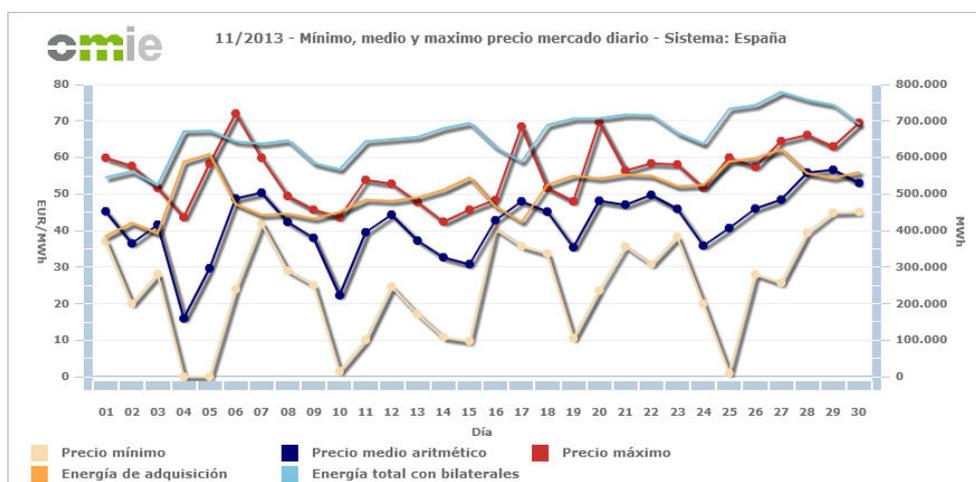


Figura 4-8 – Precios del mercado eléctrico (fuente:OMIE)

Si consideramos que la eficiencia de un ciclo combinado es del 55%, con precios medios del gas en el hub de 23.376 €/GWh, podemos disponer de un gas en el hub para la generación de un GWh eléctrico a 33.895 €/GWh. A este coste del combustible habría

⁴⁴ El hueco térmico es la cantidad de electricidad que debe ser producida por las tecnologías de generación térmicas (en su mayoría carbón y gas) para que la demanda eléctrica sea totalmente satisfecha.

que sumarle otros costes variables, como el coste de la tonelada de CO₂ en el mercado de emisiones, que harían que los ingresos cayeran por debajo de los 6.000 €/GWh. No obstante, estos escasos ingresos podrían verse incrementados en el caso de disponer de un grupo generador que aprovechara la mejor remuneración de los servicios de ajuste.

Analizando el archivo I90 publicado por el eSIOS⁴⁵, podemos ver que el precio medio ponderado de las restricciones técnicas⁴⁶ en la Fase I a subir para el mes de noviembre fue de 142.720 €/GWh. En el caso del mercado de Reserva de potencia adicional a subir (RPAS)⁴⁷ el precio medio ponderado mensual se situó en 32.080€/GWh, que se verán incrementados con el precio que se obtenga en el mercado intradiario si la potencia es finalmente requerida.

En cuanto al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real⁴⁸, el precio medio ponderado a subir fue de 320.910 €/GWh. Para los casos de terciaria⁴⁹ y gestión

⁴⁵ Red Eléctrica de España, S. A. U. (REE) tiene como misión asegurar el funcionamiento global del sistema eléctrico español mediante dos actividades esenciales: la operación del sistema eléctrico y el transporte de electricidad en alta tensión. Como operador del sistema eléctrico (OS), REE garantiza la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y el equilibrio permanente entre la producción y consumo de la electricidad. Para lograr estos objetivos como OS, REE ha desarrollado un sistema de información que denomina Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios), diseñado especialmente para ejecutar los procesos que permiten la explotación segura y económica del sistema eléctrico español en tiempo real.

⁴⁶ Con posterioridad a cada una de las sesiones de los mercados diario e intradiario y teniendo en cuenta los contratos bilaterales, el operador del sistema ejecuta el proceso de solución de restricciones técnicas. Para ello, analiza los programas de las unidades de producción y los intercambios internacionales previstos, a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica se pueda realizar con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y en su caso, que se hayan resuelto previamente todas las posibles restricciones técnicas identificadas. Las centrales de generación deben haber presentado previamente al operador del sistema ofertas específicas de energía a subir y a bajar, para ser utilizadas en el proceso de solución de restricciones técnicas. Este proceso consta de 2 fases; en la primera, se redespachan (a subir y/o bajar) unidades de generación y/o de consumo de bombeo para aliviar las posibles restricciones técnicas existentes. En esta primera fase, los redespachos a subir se liquidan en base al precio de la oferta específica de restricciones, mientras que los redespachos a bajar son liquidados en base al precio del mercado diario, anulándose el programa redespachado a la baja. En la segunda fase del proceso de solución de restricciones, se llevan a cabo nuevas reprogramaciones de unidades de generación y demanda. En esta fase se aplica el orden de mérito de las ofertas específicas de restricciones a subir y a bajar, siempre que éstas no originen nuevas restricciones. En esta segunda fase, los redespachos a subir se liquidan en base al precio de la oferta específica de energía a subir, mientras que los redespachos a bajar son liquidados en base al precio de la oferta específica de restricciones a bajar.

⁴⁷ La disponibilidad de suficiente reserva de potencia es un requisito para garantizar la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema. Hasta la fecha, esta reserva era contratada por el Operador del Sistema (OS) mediante el procedimiento de resolución de restricciones técnicas (Fase I del mismo) y gestionada mediante los servicios de ajuste del sistema. Sin embargo, este mecanismo estaba diseñado para la resolución de restricciones técnicas zonales o locales y no para la contratación de reservas, siendo estas cada vez más necesarias debido a la alta penetración alcanzada por las renovables intermitentes, las cuales reducen significativamente el hueco térmico y, con él, las reservas disponibles.

⁴⁸ Proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las unidades de programación.

⁴⁹ La regulación terciaria tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la actuación manual de subida o bajada de potencia de la centrales de generación o de consumo de bombeo que la oferten al menor precio, en el caso de energía a subir, o a un mayor precio de recompra en el caso de energía a bajar. Se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción o de consumo de bombeo en un tiempo no superior a 15 minutos, y que puede ser mantenida durante, al menos, 2 horas.

de desvíos⁵⁰ a subir el precio medio ponderado mensual ascendería a 56.850 €/GWh y 58.260 €/GWh respectivamente.

Por tanto, vemos que los servicios de ajuste, principalmente los procesos de restricciones técnicas y el mercado de Reserva de potencia adicional a subir, pueden ayudar a incrementar cuantitativamente los ingresos de una unidad de generación eléctrica a partir de un gas natural adquirido en un hub, siempre y cuando estén dispuestas a participar con una potencia mínima y limitada a cubrir principalmente los requerimientos de ajuste del sistema, además de tener una localización geográfica que les permita entrar en la resolución de restricciones técnicas zonales.

Dada la situación actual en el mercado español, donde los productores de energía eléctrica a partir de gas natural, no pertenecientes a las principales empresas generadoras, dependen exclusivamente de contratos de suministro con los principales operadores de gas natural (alguno de ellos integrado con el negocio eléctrico), la introducción de un gas procedente de hub podría conseguir que estos generadores independientes dispusieran de un gas más barato. No obstante, a día de hoy existe una sobrecapacidad generadora mediante tecnología de ciclo combinado, que ha propiciado que el gobierno, el organismo regulador y los generadores implicados estén discutiendo mecanismos para la hibernación de algunos de los grupos, a la espera del anunciado incremento de la demanda a nivel global que en el caso de España no se espera hasta la próxima década.

4.7 Conclusiones

El actual suministro de gas natural y su operativa, modificada por la nueva metodología de entrada-salida, permite elaborar un modelo que muestra un precio de referencia fiable y transparente para el hub ibérico. Cualquier gas introducido en el hub y vendido al precio calculado por el modelo, supone además de una oportunidad para realizar el ajuste del sistema sin la intervención directa del operador del sistema, una plataforma para la comercialización en base al equilibrio entre oferta y demanda.

El precio obtenido presenta una ventaja competitiva sobre el precio de referencia en el norte de Europa, debida fundamentalmente a que los suministros basados en el gas licuado permiten disponer de un gas más barato en el hub, y con suficiente margen hasta alcanzar el precio de los actuales contratos de suministro y procedimientos de ajuste.

⁵⁰ El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo superiores a 300 MWh que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

No obstante, la introducción de un hub ibérico y su correspondiente mercado organizado supone un importante reto a la hora de introducir el modelo de mercado elaborado por la Unión Europea. Implica que los agentes modifiquen y adapten su actual operativa a un nuevo marco diseñado para generar un mercado más fiable y transparente, pero que a día de hoy suscita importantes dudas. El hub deberá ser potenciado en una primera etapa para evitar estas dudas y proporcionar el ajuste del sistema gasista, a la vez que sienta las bases para un mercado futuro con mayor liquidez y operaciones a corto y largo plazo. De cualquier modo, las bases del futuro mercado están establecidas y es sensato pensar que los diferentes agentes y operadores se involucrarán en el nuevo modelo para cubrir sus necesidades, teniendo en el hub ibérico su principal herramienta. De cómo y cuánto participen en el desarrollo del hub dependerá su éxito y la importancia que adquiera dentro del mercado mayorista.

5. Conclusiones

(UNES12) *“Las organizaciones, comunidades y personas han de adquirir nuevas cualidades para ser capaces de prosperar en este mundo lleno de continuas alteraciones. Esto atañe a los sistemas educativos, los mercados laborales, así como a los modos de organización de las empresas y los mercados.”*

“El asunto es sencillo y bien conocido: los mercados globales tienden a limitar el impacto de las políticas en los mercados. Para los países más pequeños, como los países europeos individuales, o para los países menos desarrollados, el impacto de sus propias políticas, sino están coordinadas con las de otros países, será probablemente escaso.”

El mercado mundial del gas natural, dada la reciente juventud del sector y las características propias de las diferentes zonas productoras y consumidores, se encuentra dividido en diferentes mercados regionales. Estos mercados se encuentran inmersos en un proceso de desarrollo hacia mercados que permitan reflejar en un precio sus necesidades de demanda y suministro de una forma directa y transparente. Asia, con una dependencia casi total de los contratos bilaterales a largo plazo con sus suministradores, ha comenzado a darse cuenta de la utilidad de este tipo de mercados, mientras tanto Europa se encuentra inmersa de lleno en su desarrollo.

Frente al dominio de los contratos bilaterales a largo plazo y OTC, comienzan a introducirse en diferentes regiones y países los hubs gasistas y sus correspondientes mercados organizados. Su utilidad radica en que proporcionan una rápida respuesta a las necesidades de la demanda, permiten integrar operaciones de otros mercados como el OTC al ser dotadas de mecanismos de mayor transparencia, y establecen un precio que permite a los diferentes agentes disponer de una referencia fiable, acorde con el equilibrio entre oferta y demanda.

Europa está fomentando la implantación de hubs virtuales con sus correspondientes mercados organizados en diversos países, bajo una metodología y legislación común, con el objeto de que en el futuro se vayan integrando para crear un mercado único. En el caso de España ya se encuentra en marcha el desarrollo de un hub ibérico, cuya principal función, dada la situación actual del mercado ibérico, será la de gestionar el ajuste del sistema mediante un mercado organizado, que además de las operaciones exchange, intentará incorporar otras operaciones bilaterales al mercado (complementadas con mecanismos de transparencia) e iniciará el desarrollo de un mercado a plazo que permitirá gestionar el riesgo y fijar el precio a futuro.

Mediante un modelo de optimización se ha estimado que las cantidades de gas comercializado en el hub ibérico serían más que suficientes para realizar el ajuste del sistema, además de poder disponer de otras cantidades adicionales que podrían ser destinadas para su comercialización en el hub. El precio base obtenido en la optimización muestra su ventaja sobre el actual precio del gas de ajuste, además de suponer una oportunidad al disponer de cantidades adicionales de gas en el mercado spot para los grandes consumidores, que pagan un gas mucho más caro a través de los actuales contratos de suministro. En el caso del principal gran consumidor (generadores eléctricos a partir de gas natural), dada su situación actual en el sector donde existe una sobrecapacidad y funcionan como generadores marginalistas, las oportunidades que ofrece el hub sobre los contratos de suministro reflejan unos beneficios escasos. Será necesario en primer

lugar que el gas natural incremente su participación en la generación eléctrica y que la liquidez en el hub sea suficiente para que los generadores eléctricos independientes puedan incluir en su estrategia de funcionamiento gas procedente del hub.

Por tanto, podemos concluir que el hub ibérico seguirá las directrices de la Unión Europea para configurar un hub virtual sobre el que se asentará una nueva herramienta, el mercado organizado ibérico del gas, que proporcionará en una primera etapa el entorno para realizar el ajuste del sistema, siempre y cuando el entorno regulatorio y la confianza de los operadores permita trasladar parte de la actual operativa de ajuste al hub. Si esta primera etapa tiene éxito, el hub ibérico junto con su mercado organizado, seguirá creciendo al absorber otras operaciones del mercado y generar otras nuevas en función de las necesidades de los agentes. En paralelo, y ya con un grado suficiente de madurez, el mercado de futuros irá adquiriendo mayor importancia y se convertirá en una herramienta fundamental en aquellas operaciones que van más allá de proporcionar el suministro físico a la demanda.

Bibliografía

- (STER13) Stern, J. (2013). *The Pricing of Internationally Traded Gas: potential impacts on the UK*. The Oxford Institute for Energy Studies.
- (ECON12) ECONOMIST, T. (2012). Gas pricing in Europe. Careful what you wish for. The pros and cons of a more competitive gas market in Europe. *The Economist*.
- (EIA_13) EIA. (2013). *Resources to Reserves 2013 -- Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future*. Agencia Internacional de la Energía.
- (SEDI12) SEDIGAS. (2012). *Informe Anual*.
- (BP__13) BP. (2013). *BP Statistical Review of World Energy - June 2013*
- (SONG14) SONGHURST, B. (2014). *LNG Plant Cost Escalation*. The Oxford Institute for Energy Studies.
- (EIA__09) EIA. (2009). *U.S. Energy Information Administration. Based on data through 2007/2008 with selected updates*. Obtenido de www.eia.gov
- (DENG11) Dengel, J. (2011). *"Implementing the new EU Gas Target Model", presentation at E-mart Conference*. Lyon.
- (KOML13) KOMLEV, S. (2013). *Pricing the "Invisible" Commodity*. Contracts Structuring and Pricing Directorate. Gazprom.
- (CEER11) CEER. (2011). *CEER Vision for a European Gas Target*
- (FERC13) FERC. (2013). *Winter 2013-14. Energy Market Assessment. Report to the commission*.
- (EFET12) EFET. (2012). *Towards a single European energy market. The basics of wholesale energy trading*. European Federation of Energy Traders.
- (IEA_13) IEA. (2013). *Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia. Obstacles and Opportunities*. International Energy Agency.
- (CE__09) CE, D. 2. (2009). DIRECTIVA 2009/73/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE. CE.

- (CNMC13) CNMC. (2013). *Informe de Supervisión del Mercado Mayorista de Gas*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- (EEX_13) EEX. (2013). *European Energy Exchange*. Obtenido de www.eex.com
- (POLA13) POLAND ENERGY REGULATORY, O. (13 de 11 de 2013). *The wholesale gas market after the introduction of the obligation to sell a set part of gas through the gas exchange. Towards a gradual price deregulation*. Obtenido de <http://www.ure.gov.pl/>
- (NATU13) NATURAL GAS EUROPE, O. (23 de 10 de 2013). *Poland Enables Auction-based Trading in Gas Forward Instruments*. Obtenido de Poland Promotes Liquidity with National Gas Market: <http://www.naturalgaseurope.com/>
- (DUEÑ13) Dueñas, P. (2013). *ANALYSIS OF THE OPERATION AND CONTRACT MANAGEMENT IN DOWNSTREAM NATURAL GAS MARKETS*. UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID.
- (HEAT12) HEATHER, P. (2012). *Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?* The Oxford Institute for Energy Studies.
- (EURO14) EUROSTAT. (2014). Gas prices for industrial consumers, from 2007 onwards - bi-annual data.
- (OMEL13) OMEL. (2013). *Resultados de la subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación*.
- (UNES12) UNESCO. (2012). La sociedad del conocimiento. *Revista internacional de ciencias sociales* , 225.

Anexos

ANEXO I

En el siguiente anexo se incluye los datos de entrada empleados en el modelo de optimización de precio.

TABLE d(dia,z) Demanda del sistema por zona y dia GWh

	z1	z2	z3	z4	z5
dia1	154.4	129.5	120.6	52.5	249.4
dia2	138.72	130.42	112.61	50.58	229.18
dia3	138.87	127.53	112.85	48.43	229.27
dia4	151.54	156.3	147.98	61.68	271.26
dia5	158.19	153.55	144.19	63.9	259.01
dia6	178.62	161.47	142.97	74.52	292.97
dia7	193.01	159.43	135.45	69.14	280.63
dia8	158.88	152.83	147.41	63.29	294.13
dia9	136.31	138.32	127.44	55.16	250.48
dia10	133.18	132.69	121.67	54.06	244.56
dia11	155.37	158.71	156.27	70.46	277.38
dia12	178.37	171.4	163.61	83.29	289.09
dia13	167.24	169.89	151.7	82.26	298.27
dia14	160.42	170.47	158.36	79.73	331.56
dia15	166.88	187.79	179.85	84.83	354.21
dia16	169.72	177.56	168.77	76.12	353.6
dia17	176.91	170.3	159.76	82.48	349.54
dia18	206.75	202.06	188.43	95.69	402.91
dia19	196.92	205.68	194.01	88.31	395.57
dia20	230.59	225.00	229.16	132.47	411.84
dia21	219.48	235.45	226.27	114.51	416.22
dia22	227.71	235.49	215.35	117.23	430.96
dia23	154.32	206.96	182.89	86.34	357.79
dia24	142.43	204.74	177.68	79.41	336.92
dia25	180.3	245.27	220.59	100.11	402.59
dia26	194.99	262.39	237.34	101.02	425.5
dia27	213.52	281.44	227.71	101.63	462.55
dia28	224.26	285.74	268.34	122.92	483.35
dia29	225.9	285.53	254.96	118.72	484.45
dia30	176.12	253.04	184.44	80.83	409.67

;

TABLE r(dia,z)		Regasificación por zona y día GWh				
z1	z2	z3	z4	z5		
dia1		20.71	66.08	46.87	32.79	45.38
dia2		4.67	66.49	46.37	33.45	46.3
dia3		50.18	67.24	46.5	16.45	47.11
dia4		103.15	67.47	47.66	16.32	47.26
dia5		81.77	83.34	47.68	37.61	45.97
dia6		75.82	63.65	47.58	42.2	62.94
dia7		35.28	65.57	47.5	15.69	52.75
dia8		0.01	65.62	46.96	15.77	44.66
dia9		0	61.66	46.98	15.65	76.27
dia10		44.68	63.14	46.92	15.56	53.12
dia11		33.73	65.82	64.93	16.26	45.87
dia12		0	64.29	57.44	31.44	47.1
dia13		0.35	90.48	46.21	32.02	47.5
dia14		23.77	92.96	45.97	32	48.29
dia15		43.65	92.46	45.3	33.74	67.79
dia16		62.98	94.29	44.9	34.42	46.4
dia17		64.26	63.13	43.17	31.98	44.75
dia18		62.54	126.02	43.49	44.72	46.47
dia19		59.73	168.04	28.56	37.49	47.38
dia20		70.57	203.15	20.58	43.21	78.19
dia21		88.95	229.83	34.43	50.66	125.06
dia22		87.92	173.65	90.59	50.69	92.35
dia23		63.88	115.19	45.65	43.1	48.73
dia24		61.07	87.25	42.93	31.97	46.31
dia25		60.38	148.39	72.43	32.54	46.49
dia26		61.05	185.89	127	32.03	46.93
dia27		79.29	222.68	128.91	34.85	47.76
dia28		84.05	262.01	156.15	42.75	67.39
dia29		77.98	267.3	178.06	33.64	91.73
dia30		83.35	129.26	136.8	31.96	92.07

;

TABLE impexp(dia,z) Importaciones - Exportaciones por zona y día GWh

z1	z2	z3	z4	z5	
dia1	208.24	0	108.78	0	226.98
dia2	208.7	0	109.39	0	220.2
dia3	202.83	0	109.98	0	224.5
dia4	230.55	0	116.82	0	239.32
dia5	229.06	0	128.79	-4.75	247.45
dia6	229.51	0	111.7	-8.93	222.2
dia7	229.23	0	118.51	-5.53	228.53
dia8	234.15	0	122.39	-5.56	232.09
dia9	226.87	0	128.95	-9.66	205.23
dia10	226.83	0	132.18	-10.74	210.36
dia11	221.76	0	137.79	-8.16	213.01
dia12	221.96	0	154.08	-7.53	209.43
dia13	227.92	0	155.73	0	237.19
dia14	227.79	0	156.62	0	220.56
dia15	226.32	0	158.4	0	263.18
dia16	221.37	0	156.03	0	239.391859
dia17	229.28	0	151.35	0	240.42
dia18	232.26	0	149.11	0	276.95
dia19	231.57	0	147.4	0	239.51
dia20	232.78	0	147.26	0	244.11
dia21	235.96	0	147.35	0	241.33
dia22	236.75	0	142.77	0	260.41
dia23	230.61	0	138.61	0	264.62
dia24	231.52	0	136.75	0	258.09
dia25	232.62	0	129.02	0	264.65
dia26	232.21	0	118.24	0	270.37
dia27	232.19	0	132.81	0	274.3
dia28	233.25	0	136.98	0	267.28
dia29	231.88	0	122.37	0	260.03
dia30	232.19	0	129.23	0	257.19

;

TABLE extiny(dia,z) Extracciones - Inyecciones AASS por zona y día GWh

z1	z2	z3	z4	z5		
dia1		0	0	-32.09	0	2.34
dia2		0	0	-31.44	0	2.35
dia3		0	0	-15.23	0	2.38
dia4		0	0	-15.14	0	2.34
dia5		0	0	-14.65	0	2.25
dia6		0	0	-15.36	0	2.28
dia7		0	0	-14.84	0	2.23
dia8		0	0	-14.85	0	2.31
dia9		0	0	-15.23	0	2.24
dia10		0	0	-15.32	0	2.16
dia11		0	0	-14.9	0	2.19
dia12		0	0	-8.04	0	2.33
dia13		0	0	0	0	2.32
dia14		0	0	15.26	0	2.26
dia15		0	0	73.48	0	2.37
dia16		0	0	86.79	0	2.39
dia17		0	0	77.13	0	2.37
dia18		0	0	95.88	0	2.43
dia19		0	0	119.26	0	2.36
dia20		0	0	119.56	0	2.16
dia21		0	0	119.99	0	1.97
dia22		0	0	115.62	0	2.16
dia23		0	0	116.63	0	2.15
dia24		0	0	113.24	0	2.12
dia25		0	0	111.55	0	2.15
dia26		0	0	93.3	0	2.38
dia27		0	0	105.41	0	2.33
dia28		0	0	105.52	0	2.25
dia29		0	0	110.4	0	2.2
dia30		0	0	110.02	0	2.18

;

TABLE p(dia,z) Precios para la nueva propuestas de peajes del sistema de entrada y salida
*por dia y zona €/GWh

	z1	z2	z3	z4	z5
dia1	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia2	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia3	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia4	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia5	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia6	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia7	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia8	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia9	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia10	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia11	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia12	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia13	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia14	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia15	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia16	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia17	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia18	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia19	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia20	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia21	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia22	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia23	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia24	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia25	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia26	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia27	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia28	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia29	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603
dia30	20038.03373	27486.38674	20156.14413	27830.22644	23880.41603

;

TABLE pck(dia,z)	Packline				
	z1	z2	z3	z4	z5
dia1	3.6	3.9	3.6	1.7	6.9
dia2	8.2	8.9	8.1	3.8	15.9
dia3	17.3	18.8	17.2	8.1	33.5
dia4	12.2	13.3	12.1	5.7	23.6
dia5	19.3	21.0	19.1	9.0	37.3
dia6	-3.1	-3.4	-3.1	-1.5	-6.0
dia7	-11.4	-12.5	-11.3	-5.4	-22.1
dia8	-13.3	-14.5	-13.2	-6.2	-25.8
dia9	5.7	6.2	5.6	2.7	11.0
dia10	15.1	16.4	14.9	7.1	29.2
dia11	-7.3	-7.9	-7.2	-3.4	-14.1
dia12	-20.7	-22.5	-20.5	-9.7	-40.0
dia13	-5.4	-5.9	-5.4	-2.5	-10.5
dia14	-6.4	-7.0	-6.3	-3.0	-12.4
dia15	6.0	6.6	6.0	2.8	11.7
dia16	7.9	8.6	7.8	3.7	15.2
dia17	1.6	1.8	1.6	0.8	3.1
dia18	-2.9	-3.2	-2.9	-1.4	-5.6
dia19	0.1	0.2	0.1	0.1	0.3
dia20	-12.3	-13.4	-12.2	-5.8	-23.8
dia21	11.6	12.6	11.5	5.4	22.4
dia22	4.8	5.2	4.7	2.2	9.2
dia23	14.8	16.0	14.6	6.9	28.5
dia24	12.8	13.9	12.7	6.0	24.7
dia25	-8.9	-9.7	-8.8	-4.2	-17.2
dia26	-9.5	-10.3	-9.4	-4.4	-18.3
dia27	-4.8	-5.2	-4.8	-2.3	-9.3
dia28	-4.9	-5.4	-4.9	-2.3	-9.5
dia29	1.1	1.2	1.1	0.5	2.1
dia30	18.3	19.9	18.1	8.6	35.3

;

TABLE qzon(z,zr)	Limitación de flujos de intercambio entre zonas GWh				
	z1	z2	z3	z4	z5
z1	0	370	0	0	380
z2	305	0	305	0	0
z3	0	125	0	25	280
z4	0	0	0	0	6
z5	355	0	220	85	0

;

ANEXO II

Resultados de la optimización.

Zonas que venden	z1	z2	z3	z4	z5	GWh/dia
dia1	70.95				18.42	89
dia2	66.45		3.61		23.7	94
dia3	96.84		11.2		11.13	119
dia4	169.96					170
dia5	133.34					133
dia6	129.81		4.05		0.31	134
dia7	82.9		27.02		25.02	135
dia8	88.58		20.29		10.72	120
dia9	84.86		27.66		22.21	135
dia10	123.23		27.21			150
dia11	107.42		38.75			146
dia12	64.29		60.37		9.63	134
dia13	66.43		55.64			122
dia14	97.54		65.79			163
dia15	97.09		91.33			188
dia16	106.73		111.15			218
dia17	115.03		110.29			225
dia18	90.95		102.95			194
dia19	94.28		101.11			195
dia20	85.06		70.44			156
dia21	93.83		64			158
dia22	92.16		128.93			221
dia23	125.37		103.4			229
dia24	137.36		102.54			240
dia25	121.6		101.21			223
dia26	107.77		110.6			218
dia27	102.76		144.22			247
dia28	97.94		135.21			233
dia29	82.86		154.77			238
dia30	121.12		173.51			295
TOTAL	3055	0	2147	0	121	5323

Zonas que compran	z1	z2	z3	z4	z5	GWh/dia
dia1		67.32	0.64	21.41		89
dia2		72.83		20.93		94
dia3		79.09		40.08		119
dia4		102.13	10.74	51.06	6.03	170
dia5		91.21	1.47	40.04	0.62	133
dia6		94.42		39.75		134
dia7		81.36		53.58		135
dia8		72.71		46.88		120
dia9		82.86		51.87		135
dia10		85.95		56.34	8.15	150
dia11		84.99		58.96	2.22	146
dia12		84.61		49.68		134
dia13		73.51		47.74	0.82	122
dia14		70.51		44.73	48.09	163
dia15		101.93		53.89	32.6	188
dia16		91.87		45.4	80.61	218
dia17		108.97		51.3	65.05	225
dia18		72.84		49.57	71.49	194
dia19		37.84		50.92	106.63	195
dia20		8.45		83.46	63.59	156
dia21		18.22		69.25	70.36	158
dia22		67.04		68.74	85.31	221
dia23		107.77		50.14	70.86	229
dia24		131.39		53.44	55.07	240
dia25		87.18		63.37	72.26	223
dia26		66.2		64.59	87.58	218
dia27		53.56		64.48	128.94	247
dia28		18.33		77.87	136.95	233
dia29		19.43		85.58	132.62	238
dia30		143.68		57.47	93.48	295
TOTAL	0	2278	13	1613	1419	5323

Precio Final (€/GWh)	z1	z2	z3	z4	z5
dia1	23880	23880	23880	23880	23880
dia2	23880	23880	23880	23880	23880
dia3	20156	20156	20156	20156	20156
dia4	20038	20038	20038	20038	20038
dia5	20156	20156	20156	20156	20156
dia6	20038	20038	20038	20038	20038
dia7	23880	23880	23880	23880	23880
dia8	23880	23880	23880	23880	23880
dia9	23880	23880	23880	23880	23880
dia10	23880	23880	23880	23880	23880
dia11	23880	23880	23880	23880	23880
dia12	23880	23880	23880	23880	23880
dia13	23880	23880	23880	23880	23880
dia14	23880	23880	23880	23880	23880
dia15	23880	23880	23880	23880	23880
dia16	23880	23880	23880	23880	23880
dia17	23880	23880	23880	23880	23880
dia18	23880	23880	23880	23880	23880
dia19	23880	23880	23880	23880	23880
dia20	23880	23880	23880	23880	23880
dia21	23880	23880	23880	23880	23880
dia22	23880	23880	23880	23880	23880
dia23	23880	23880	23880	23880	23880
dia24	23880	23880	23880	23880	23880
dia25	23880	23880	23880	23880	23880
dia26	23880	23880	23880	23880	23880
dia27	23880	23880	23880	23880	23880
dia28	23880	23880	23880	23880	23880
dia29	23880	23880	23880	23880	23880
dia30	23880	23880	23880	23880	23880