

La liquidez en el hub de gas y los servicios de Iberian Gas Hub

Miguel A. Lasheras Merino

Director General de Iberian Gas Hub

Jorge Fernández Gómez

Director Técnico y de Mercados de Iberian Gas Hub

Introducción

En la Península Ibérica el desarrollo de un hub de gas lleva un cierto retraso respecto a otros países de la Unión Europea (UE). Probablemente no se ha abordado antes este desarrollo, porque una regulación "generosa" en materia de desbalances lo hacía prescindible. La implementación en la UE del tercer paquete energético de Directivas y de los Códigos de Red a él asociados (p. ej., el Código de Asignación de Capacidad y el Código de Balance) hacen inaplazable un cambio radical en la gestión de desbalances en España y Portugal, orientado a la implementación de esquemas de incentivos al balance diario, basados en las señales de precios de corto plazo provenientes del mercado. Este cambio, que comenzó en Europa a finales de los 90, ha ido asociado en toda la UE a la aparición de hubs de gas en torno a puntos virtuales de negociación.

La consolidación de liquidez en los hubs de gas está siguiendo, sin embargo, una evolución muy desigual. Según el *Tradability Index* de ICIS¹, son los hubs británico y holandés los que observan una elevada liquidez, mientras que el resto de hubs continentales se sitúan muy por debajo y, en algunos casos, como el hub italiano y el del sur de Francia, con índices de liquidez francamente pobres.

Para un hub que está en sus comienzos, parece relevante responder a la pregunta de "¿cómo puede la regulación contribuir a desarrollar y consolidar su liquidez?". Pensamos que un diseño institucional que genere incentivos y minimice costes en la gestión de desbalances, favoreciendo el acceso al mercado mayorista de perfiles distintos de *traders*, constituye la forma más efectiva de impulsar liquidez en un hub de gas. Recientemente el Gobierno ha presentado al Congreso un Proyecto de Ley de reforma

de la Ley de Hidrocarburos que define un mercado organizado de corto plazo de gas² y aboga por crear liquidez en el mercado mediante "market makers".

En este contexto, Iberian Gas Hub nació hace más de tres años como una empresa orientada a la promoción de un hub de gas en la Península Ibérica mediante la provisión eficiente de servicios que reduzcan los costes de entrada y transacción en el mercado. Nuestra orientación es identificar primero y prestar después aquellos servicios que añaden valor en los mercados mayoristas de gas, adaptados como es lógico al marco regulatorio vigente. Pero esto no quiere decir que pensemos que cualquier regulación tiene la misma eficacia en la promoción de mercados de gas. Como propone EFET³, y ha definido recientemente la Agencia Europea para la Cooperación de Entidades Reguladoras de Energía (ACER)⁴, el impulso del *trading* en los hubs europeos, y de su

¹ Para una definición de este índice ver http://www.icis.com/globalassets/Global/ICIS/pdfs/Methodology/EGHR_Methodology.pdf.

² Como se muestra a lo largo de este artículo, el proyecto de reforma de la Ley de Hidrocarburos no define propiamente un hub como los existentes en otros mercados europeos, sino únicamente un mercado organizado de corto plazo o exchange como los gestionados por Powernext, EEX, ICE-Endex o la Bolsa de Viena, por ejemplo.

³ Ver 3rd EFET GTM workshop, Brussels May 2014.

⁴ Ver ACER (2015): "European Gas Target Model – Review and Update."

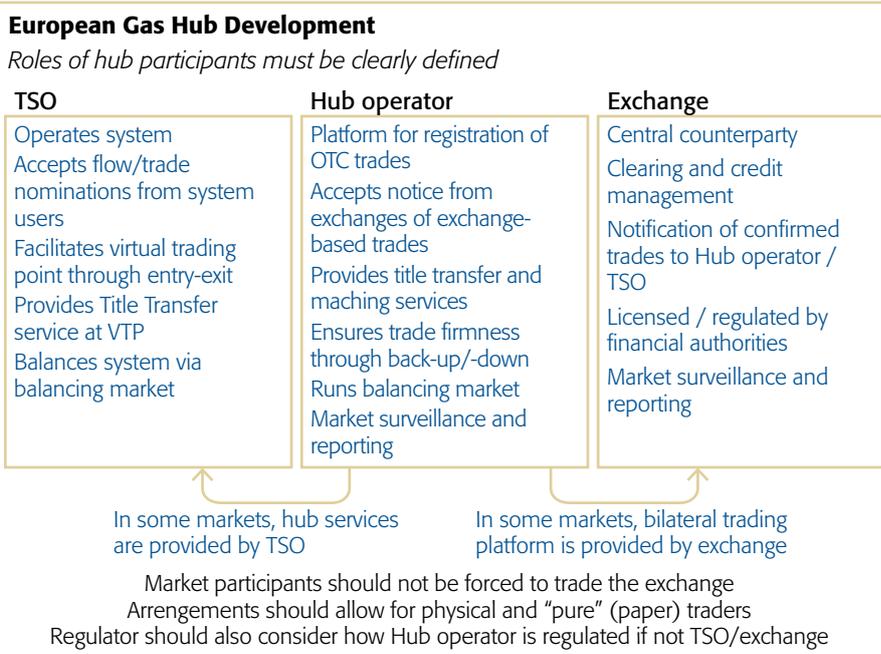
liquidez, se ve favorecida cuando se siguen las mejores prácticas regulatorias y se adopta un modelo institucional apropiado. Sobre todo teniendo en cuenta que la creación y desarrollo de los hubs europeos ha requerido un proceso constante de prueba y error, de adaptación y de continuas mejoras en el diseño institucional, por parte de las autoridades regulatorias, de los gestores de red y de los operadores comerciales⁵.

Como explicamos en el resto de este artículo, en Iberian Gas Hub pensamos que la creación de un Operador de Hub similar al que existe en algunos hubs europeos, y/o la provisión por parte de empresas independientes de servicios para reducir los costes asociados a la cobertura eficiente de desbalances, reforzaría el objetivo del Proyecto de Ley de reforma de la Ley de Hidrocarburos, en lo que se refiere al fomento de la liquidez y la transparencia en el mercado mayorista de gas ibérico.

Los hubs de gas europeos

Los primeros hubs de gas virtuales⁶, como National Balancing Point (NBP) en Reino Unido y Title Transfer Facility (TTF) en Holanda, aparecieron en la Unión Europea (UE) a finales de los 90 y principios de los 2000, asociados a la gestión de los desbalances y al desarrollo de los códigos de red. Es la adecuación temporal y geográfica de la oferta y la demanda de gas en el corto plazo —es decir, la gestión del gas que sobra o falta para

Figura 1. Instituciones básicas de un hub de gas según EFET



equilibrar de forma casi instantánea las entradas y salidas de gas de las infraestructuras de transporte— lo que motiva la aparición de estos mercados de ajuste al por mayor.

La penalización de desbalances basada en el valor del gas en el muy corto plazo impulsa la demanda de productos de flexibilidad temporal (vg: compraventas de gas de corto plazo), así como de servicios de gestión de información necesarios para la cobertura eficiente de los desbalances. Esta demanda y estos servicios eran inexistentes

prácticamente en mercados en los que los desajustes horarios o diarios entre el gas incorporado y el extraído de las instalaciones de transporte se gestionaban mediante decisiones centralizadas, recurriendo a la holgura en los cambios de presión en la red de transporte, y no mediante mecanismos de mercado para conseguir un balance diario igual a cero por cartera o por entidad responsable de balance.

Como indica la figura 1, los hubs europeos se han estructurado en torno a tres institu-

⁵ Por ejemplo, desde julio de 2004 hasta diciembre de 2014 el Uniform Network Code del Reino Unido (la legislación básica del hub) ha sufrido unas 360 modificaciones y adaptaciones según estas se recogen en la página web de OFGEM, el regulador sectorial.

⁶ Un hub virtual es un punto nocional (no físico) que se constituye como punto de entrega en transacciones de gas y que se vincula a un conjunto de infraestructuras de la red de transporte (un área entrada-salida). Estas transacciones, en sí mismas, no requieren reserva previa de capacidad, pues el área de intercambio es virtual. Por tanto, el hub virtual no es una zona o punto de balance (el área entry-exit sí lo es, al ser un conjunto de infraestructuras físicas) y la condición que se impone al trading en el hub para que resulte compatible con la operación física de la zona entry-exit es que las posiciones netas abiertas de cada operador en el período de balance (vg: en el día), bien cortas (compradoras) o bien largas (vendedoras), se salden o balanceen con salidas (entradas) netas en la zona entrada-salida (por tanto, con movimientos físicos de gas desde o hacia las infraestructuras que definen dicha zona entrada-salida o zona de balance). La determinación de los saldos netos diarios por las diferentes operaciones comerciales con entrega en el hub y otras actividades y servicios conexos que se describen en este artículo son las principales funciones que realiza un Operador de Hub en los mercados donde existe.

ciones básicas (las plataformas de comercio –incluyendo las de los mercados organizados o *exchanges* y las de los brókers–, los operadores de hub y los gestores de red), y según el reparto competencial entre unos y otros se han definido distintos modelos institucionales.

En Europa hay constituidos básicamente ocho hubs de gas con un cierto grado de desarrollo y madurez. En cuatro de ellos existen operadores independientes (NetConnect Germany y Gaspool, en Alemania, CEGH en Austria y Huberator en Bélgica) que prestan servicios de hub. En los otros cuatro Estados-miembro se pueden configurar dos sub-grupos: en el Reino Unido y Holanda, distintas empresas y los gestores de la red de transporte prestan de forma descentralizada estos servicios; en Francia e Italia, por el contrario, los servicios de hub son prácticamente inexistentes y la liquidez muy baja⁷. El hub italiano (PSV) es el menos líquido y el más parecido al modelo propuesto en el Proyecto de Ley español.

En los Estados-miembro en los que existe un Operador de Hub, es este el que organiza y gestiona el proceso de nominaciones comerciales por las transferencias de gas en el punto virtual de negociación y efectúa la notificación a los gestores de red de las entregas de gas asociadas a los distintos tipos de contratos intercambiados en el mercado y que utilizan el hub como punto de entrega

(contratos OTC y productos estandarizados). Previamente registra, comprueba y realiza el “*matching*”⁸, cuando corresponde, de los respectivos contratos intercambiados y de las cesiones y adquisiciones de gas correspondientes (bien diarias o bien horarias, según cuál sea el periodo de balance), facilitando así, sobre todo a nuevos entrantes (vg: traders puros o “*paper traders*” y comercializadores de menor tamaño), el cumplimiento de las obligaciones de balance.

En los casos en los que las funciones de un Operador de Hub son asumidas por el TSO, la aparición de liquidez (mediante, por ejemplo, la incorporación al mercado de *paper traders*) ha sido posible mediante instituciones orientadas al control de costes asociados a la gestión masiva de información en tiempo cuasi-real, así como a la cobertura mediante gas de los posibles desbalances, utilizando procedimientos de mercado pero obligando a la existencia de coberturas flexibles.

Desde una perspectiva institucional, merece la pena considerar esta experiencia europea para identificar las buenas prácticas regulatorias en la consecución de liquidez. En particular, resulta instructivo analizar cómo NBP y TTF han conseguido las economías de escala y las ventajas en costes de gestión de la información y de las comunicaciones, así como en las garantías por desbalances, sin que estas funciones las aporte un Operador de Hub independiente.

Definición del Punto Virtual de Negociación: Identificación de la entrega de gas con la notificación al gestor de red

NBP, como punto virtual, aparece con el Código Uniforme de Red de Reino Unido en 1997. El principal acierto de este nuevo Código fue definir NBP como un punto virtual de transferencia de titularidad del gas para todos los contratos existentes (tanto los intercambiados OTC⁹ como los intercambiados en *exchanges* o mercados organizados). Así, se definió legalmente un “*NBP Trade*” como aquel en el que la transferencia de gas se producía mediante la notificación diaria válida al gestor de la red de transporte¹⁰. Esta notificación consistía en la identificación de un usuario que entregaba (“*delivered*”) y otro que aceptaba (“*accepted*”) una cantidad de gas en un día determinado y en la red de transporte. Al definirse así la entrega de gas, su cumplimiento no necesitaba ser comprobado físicamente mediante la información extraída de los equipos de medida, sino simplemente mediante inscripción en las cuentas de balance propias de cada usuario que participaba en la transacción (el que entrega y el que acepta). Esta definición legal facilitó la firmeza de las transacciones en el punto virtual y las dotó de seguridad, reduciendo considerablemente los casos de incumplimiento y provocando así unos incrementos de liquidez espectaculares.

⁷ Los hubs franceses son básicamente instituciones dedicadas a gestionar las interconexiones internas y los problemas de viabilidad entre las zonas de balance francesas del norte y del sur. El trading de gas en el norte de Francia está prácticamente absorbido por la liquidez del mercado holandés. En Italia, el Punto di Scambio Virtuale, administrado y gestionado por Snam Rete Gas cuenta con una plataforma de mercado que organiza y administra la empresa Gestore dei Mercati Energetici SpA.

⁸ Los procesos de “*matching*” no son más que confirmaciones de cantidades y contrapartes asociadas a cesiones y adquisiciones de gas en el punto virtual o hub derivadas de contratos de gas.

⁹ Entendemos por mercado OTC (“*over the counter*”) el mercado de intercambios bilaterales, bien directamente entre agentes o bien a través de un intermediario o bróker.

¹⁰ Ver Bossley, Liz (1999): “*Trading Natural Gas in the UK*”. NG-4 Oxford Institute for Energy Studies.

Algunos años después de que se iniciara la liberalización del mercado británico, en 2003, Holanda, mediante la definición del TTF (*Title Transfer Facility*), copió el modelo de punto virtual de NBP¹¹ mejorando su definición al vincular el punto virtual de *trading* a la red física mediante un punto de entrada y otro de salida (también virtuales), lo que facilita el tratamiento de las transacciones comerciales en el *reporting* de desbalances y programas. La reciente reforma (implementada en 2011), que está dando un gran impulso a la liquidez del mercado holandés, ha mantenido la definición de punto virtual de negociación en TTF, pero ha incorporado nuevas obligaciones para la gestión de desbalances (vg: la obligación de enviar en D-1 un programa de balance por parte de las entidades responsables de balance o PRPs) y ha diferenciado entre TTF y otros puntos virtuales de balance (vg: el VPPV)¹². TTF es un punto virtual

disponible para todos los traders y usuarios del mercado y es, tal y como se define, un punto de entrega de gas; VPPV es el punto virtual reservado sólo para transferir la responsabilidad de balance de las entidades responsables del programa (PRPs en inglés o PVs en holandés). La entidad responsable del programa, el PRP, no es necesariamente un *trader*, ni un comercializador, ni un *shipper* o "*feeder*": es una empresa de servicios para el balance¹³.

La definición del punto virtual como punto de entrega en NBP primero y en TTF después facilitó la liquidez mediante la incorporación al mercado de *paper traders*, que tomaban posiciones de mercado para obtener beneficios de los movimientos favorables de precio, y mediante la reducción sustancial de los costes de entrada de nuevos comercializadores, que podían ajustar desbalances e incluso aprovisionarse de parte

de las cantidades que necesitaban para sus suministros mediante transacciones en el punto virtual. Simultáneamente, los operadores tradicionales se especializaban en incorporar a sus carteras de productos tradicionales nuevos contratos con flexibilidad que ofrecían a posibles demandantes (de flexibilidad) utilizando también el punto virtual como punto de entrega.

De esta forma, la definición de puntos virtuales supuso un impulso a la liquidez del mercado, pero este cambio no resulta gratis; también hizo aparecer nuevos costes¹⁴. Incorporó como costes anteriormente inexistentes los asociados a la gestión de la información de desbalances, a las comunicaciones en tiempo cuasi real para el *matching* de operaciones comerciales OTC, a las plataformas comerciales para las transacciones día e intradía y a la necesidad de servicios de respaldo para dar garantías a

¹¹ TTF se define como "the virtual location, serving as an entry and exit point at which shippers and/or traders can transfer gas".

¹² La reforma de 2011 define el Punto Virtual de Responsables de Programa (VPPV) como "the virtual point as referred to in article 17b, paragraphs 1 and 2 of the Dutch Gas Act." y distinto de TTF.

El Artículo 17b de la nueva Dutch Gas Act establece:

1. The party that feeds into the gas transmission network is responsible up to a virtual point on the gas transmission network for drawing up a programme that includes:
 - a. the volume of gas and where this is to be fed into the gas transmission network and
 - b. with regard to the net volume of gas at the virtual point on the gas transmission network when the programme responsibility transfers and to whom.
2. The party that extracts gas from the gas transmission network is responsible to a virtual point on the gas transmission network for drawing up a programme that includes:
 - a. with regard to the net volume of gas at the virtual point on the gas transmission network when the programme responsibility transfers and to whom and
 - b. the volume of gas and where it is extracted from the gas transmission network.
3. A Programme Responsible Party is responsible for a deviation from his programme.
4. A licensed supplier of household customers has programme responsibility for the extraction of gas by a customer as referred to in Article 43, first paragraph..
5. The programme responsibility can be transferred.

¹³ Ver Gasunie Transport Services: Wholesale Gas Market Model Working Group Gas. "Market Process Model. Market Wholesale Gas". 26 feb 2014.

¹⁴ La virtualización también impone costes en cuanto a la optimización física del transporte de gas, ya que obliga a elegir rutas de conexión entre puntos de entrada y puntos de salida según la contratación comercial y no según las leyes de la física. La gestión de inviabilidades y la discriminación de peajes en puntos de entrada son la expresión económica de estos costes. Ver Vázquez, M., M. Hallack and Jean-Mitchell Glachant (2012): "Building Gas Markets: US versus EU, Market versus Market Model". RSCAS 2012/10. EUI Working Papers. Florence School of Regulation. 14

los posibles desbalances por operaciones realizadas en el punto virtual.

En el caso de NBP y TTF, que optaron por funcionar sin un Operador de Hub independiente, el diseño institucional ha ido evolucionando en cuanto a la asignación funcional de los servicios de operación del punto virtual desde sus orígenes hasta ahora. En Reino Unido existen múltiples plataformas y brókers que dan servicios de mercado OTC (por ejemplo, las plataformas comerciales de Nasdaq, CME e ICE-Endex -que, además, aporta la plataforma comercial del OCM, "On the Day Commodity Market"-, y las de brókers privados como Tullet-Prebon, ICAP, GFI, etc.) y que vuelcan la información comercial mediante los sistemas de comunicación UKLink, gestionados inicialmente por National Grid. Hoy día la gestión de estos sistemas de comunicación se realiza mediante una empresa independiente de National Grid (aunque participada por esta): Xoserve Ltd., que fue creada en 2005. En esta empresa participan como accionistas directamente distribuidores y el gestor de la red.

En el caso holandés de TTF la información comercial se gestiona mediante la figura intermedia de las entidades responsables de balance¹⁵. La necesidad de abrir y conectar los sistemas de comunicación de *traders* con el fin de facilitar el *matching* de operaciones parece que encuentra en los escalones o capas intermedias entre el gestor de red y los *traders* una solución óptima para desarrollar las economías de escala necesarias.

Tanto en NBP como en TTF, el proceso de nominación comercial o notificación es relativamente complejo, con el fin de dar un tratamiento adecuado a las notificaciones re-

lativas a transacciones en el punto virtual. En NBP, dentro de las nominaciones hay que distinguir: las renominaciones, las nominaciones de puntos *Daily Metered* (DM) de entrada y de salida, las nominaciones *Non DM* (de salida) y las nominaciones comerciales. Cada uno de estos tipos de nominación tiene sus plazos y sus requisitos propios. Todas las nominaciones se realizan a través de los sistemas de comunicación e información de Xoserve, que captura medidas, recibe programas, nominaciones y renominaciones, calcula el desbalance diario y las garantías por riesgo de desbalance, realiza los repartos diarios y factura y liquida a los distintos usuarios. Gestiona al año un millón de peticiones de datos asociados a 22 millones de puntos de suministro (15.000 de ellos con medición diaria) y mantiene la información almacenada durante diez años.

En Holanda, las PRPs son empresas de servicios que tienen uno o varios contratos de balance con alguna o algunas empresas gasistas para suministro de gas de respaldo y con consumidores y comercializadores para asumir la responsabilidad de sus desbalances. Estas empresas, además de admitir la cesión de la responsabilidad de balance, reciben y gestionan toda la información comercial de sus clientes. Antes de las 14:00 h de D-1 envían los programas al gestor de la red (se envía un programa de entradas más operaciones en TTF, otro de salidas más operaciones en TTF o, si no hay entradas y ni salidas, uno distinto de operaciones en TTF). A partir de la recepción del programa, las compras y ventas en la plataforma del mercado diario e intradiario, que no modifican el programa vigente, se nominan y modifican la señal de balance (POS) del PRP. Si el gestor de la red estima que

los desbalances en un sentido no compensan los desbalances en sentido contrario, debe actuar obligatoriamente comprando y/o vendiendo gas e imputando los costes sobre los PRPs que ocasionan los desvíos o desbalances ("*causers*").

En resumen, la definición de puntos virtuales como puntos de entrega de gas para transacciones OTC bilaterales y para operaciones de las plataformas de comercio ha supuesto un gran impulso a la liquidez de los mercados europeos de gas. Pero esto ha complicado y elevado, sobre todo para adquirir liquidez, los costes de gestión de la información en tiempo cuasi-real para poder cumplir con los procesos de programación, nominación y notificación que resultan compatibles con la gestión segura de los desbalances físicos. El funcionamiento eficiente de los mercados obliga a que los costes soportados por los comercializadores en la programación y nominación de entregas y recepciones de gas en el punto virtual cuenten con períodos de prueba y con flexibilidad suficiente para ir adaptándose al desarrollo del mercado¹⁶. Tanto un Operador de Hub independiente como el gestor de la red pueden aportar esta flexibilidad. En ambos casos, parece básico combinar esta flexibilidad en el proceso de desarrollo de dichos procesos con una participación en el diseño y gestión de procesos de los comercializadores, *traders*, suministradores y grandes consumidores en el mercado.

Cobertura del riesgo de desbalance

En NBP, los desbalances individuales en el muy corto plazo los corrige el gestor de la red mediante actuaciones regladas en el

¹⁵ Además Holanda tiene suscrito el protocolo Edig@s dentro de la asociación europea EASEE, puesta en marcha en 2002 y cuyo objetivo es armonizar los protocolos de comunicación acordados por sus miembros (operadores y gestores de red).

¹⁶ Esta es una de las principales razones de los cientos de cambios que ha sufrido el Network Code en el Reino Unido en los últimos quince años.

"On-the-Day Commodity Market" (OCM), mercado spot organizado y administrado por ICE-Endex en el que National Grid compra y vende el gas que necesita para la gestión de dichos desbalances. A tal fin, los agentes (los traders tanto físicos como comerciales) firman un "System Clearer Contract"¹⁷. De esta manera, el desbalance diario de cada uno de los traders queda cubierto y es liquidado al final de cada día, haciendo de contraparte el gestor de la red, al coste diario del desbalance. El desbalance diario se calcula como diferencia entre entradas y salidas físicas (según medidas y repartos) considerando las cesiones y adquisiciones netas asociadas a los "NBP trades" válidamente notificados. El tipo de productos que puede comprar y/o vender el gestor de la red están regulados aunque, obviamente, no los precios. En ocasiones el gestor de la red puede recurrir a productos a plazo mediante compras en el mercado OTC, siguiendo un procedimiento estipulado y previa aprobación del órgano regulador OFGEM. Los usuarios de red con contrato de capacidad, además, pagan una penalización por el desbalance en el que incurrir, al tener éste normalmente un componente físico o de diferencia entre entradas y salidas físicas (de la red de transporte). Los traders comerciales sin contrato de capacidad simplemente son balanceados al precio del mercado por el gestor de la red. Los usuarios (tanto traders como agentes con contrato de capacidad) envían a lo largo del día varias predicciones de desbalance ("forecast daily imbalance nominations") que se tienen en cuenta por el gestor de la red para afinar sus predicciones y, sobre todo, para liquidar el "incentivo" a predecir adecuadamente los desbalances por parte de los usuarios físicos; esto es, para que las diferencias entre la predicción de los desba-

lances y los desbalances según medidas y repartos sean mínimas.

La cobertura de desbalances en el hub holandés (TTF), aunque aparentemente muy parecida a la británica, mantiene algunas diferencias con esta. Por ejemplo, el balance es horario y no diario, hay una "capa" intermedia de responsables de balance (las entidades responsables de programa, o PRP) y en D-1 se envía un programa que no es modificable, que debe estar balanceado y que sirve de referencia para el desbalance. A partir del mismo, las PRPs deben tomar las medidas pertinentes (vg: compras y ventas en el mercado) para compensar los desvíos de este programa y evitar desbalances. Reciben una señal en tiempo cuasi real del desbalance de su portafolio (POS) que emite el gestor de la red y que se actualiza cada cinco minutos. El desbalance diario acumulado al final del día (acumulación de los desbalances de los períodos horarios del día) se liquida al precio del "linepack flexibility service" (que es básicamente un promedio del precio del día más un porcentaje de penalización).

Las PRPs pueden firmar *Balance Agreements* para que sus desbalances, cuando estén motivados por las salidas en determinados puntos (consumidores industriales y las denominadas áreas netas), queden cubiertos por otro PRP, creándose así un mercado de servicios de balance. El volumen de gas cuya responsabilidad se transfiere según estos contratos se determina en tiempo real y puede ser un porcentaje de las salidas, una cantidad máxima o una mínima y ser suministrado por uno o por varios PRPs.

Hasta hace muy poco, la cobertura del desbalance se suministraba por el gestor de

la red Gasunie mediante el "Bid Ladder" u orden de mérito de gas para desbalances, constituido por un conjunto de ofertas ordenadas de menos a más en cuanto a precios y cantidades que establecía el orden en que el gestor de la red utilizaba estas ofertas para ir asignándolas a los desbalances según su volumen. Este procedimiento, tras unos años de utilización, ha sido sustituido recientemente por actuaciones en el *Intra Day Market* (i.e., en la plataforma de comercio de ICE-Endex).

Todos estos procesos de cobertura de desbalances tienen efectos sobre los incentivos a balancearse mediante transacciones de mercado y sobre el coste de las garantías por desbalances. Y ambos costes están estrechamente relacionados con la liquidez del mercado. En el primer caso, porque el número de operaciones es mayor o menor según sean los incentivos a estar balanceado. Si los incentivos son muy débiles, por ejemplo porque los desbalances son muy baratos, habrá operadores que prefieran el desbalance al coste de asumir riesgos y pagar costes de transacción en los mercados. Si las garantías son muy altas, la probabilidad de un *default* que carezca de cobertura y afecte al mercado en su conjunto será muy baja, pero las garantías por desbalances actuarán como una barrera de entrada. Si, por el contrario, las garantías resultan muy bajas, los costes de entrada serían menores y aparecerían más entrantes, pero los riesgos de desbalances a soportar por el conjunto de operadores serían más elevados y podrían tener un efecto negativo sobre la liquidez aún mayor.

Así pues, observamos cómo los procedimientos aportados para la cobertura de desbalances en los distintos hubs (y, espe-

¹⁷ Según el Uniform Network Code es un contrato que tiene efectos sólo en cuanto a cantidades para compensar desbalances, pero carece de precio. Las cantidades entregadas o recibidas de gas se liquidan al coste diario del desbalance.

cialmente, en los dos en los que más ha crecido la liquidez) han ido ajustándose a medida que la información, los mecanismos de incentivos y el comportamiento de los operadores iban evolucionando y adaptándose al desarrollo del mercado. Los mecanismos de seguridad requeridos al principio para una operación segura de la red cambian según se desarrolla liquidez. Por todas estas razones creemos que la liquidez en el hub ibérico requerirá la consolidación de servicios de hub asociados a la implementación del código de balance.

El hub ibérico de gas

En el caso de la Península Ibérica, hay dos características que deben ser tenidas en cuenta antes de valorar el arranque y la posible evolución de un hub de gas:

1. La estocasticidad de la demanda aportada por la combinación de generación eólica y ciclos combinados, ya que la dependencia del consumo de gas con destino las centrales eléctricas es muy dependiente del hueco térmico o espacio de la demanda que queda por abastecer una vez deducida la generación "no gestionable"; esto es la nuclear, la hidráulica fluyente y la proveniente de las tecnologías renovables. El hueco térmico ha sido

sumamente volátil en los últimos años y además difícilmente predecible con antelación suficiente. Las predicciones de viento suelen ganar en precisión de forma exponencial durante las últimas horas anteriores al despacho. La demanda y oferta de gas para desbalances tendrá por tanto un elevado componente estocástico de difícil predictibilidad en el corto plazo.

2. La vinculación estrecha de la oferta interna de gas con la situación del mercado internacional del GNL, puesto que la Península Ibérica constituye un mercado que se abastece más o menos al 50% mediante gas proveniente de las plantas de regasificación y mediante gas proveniente de las conexiones internacionales con Argelia¹⁸. Bajo estas condiciones, en los momentos en que el precio del GNL internacional se sitúe por encima por el precio de los contratos ToP con Argelia, el precio internacional tenderá a ser el principal *driver* del mercado interno. Por el contrario, en los momentos en que el GNL se sitúe por debajo del precio de los contratos con Argelia, el GNL tenderá a desplazar en cantidad al gas proveniente del tubo, pero las cláusulas suelo marcarán hasta dónde pueda llegar la sustitución y, por tanto, la traslación de los

precios del GNL al mercado interior será muy parcial.

Esta doble característica hace especialmente relevante la necesidad de un diseño institucional que cuente con elevadas dosis de flexibilidad y con una gran capacidad de adaptación para que la volatilidad esperada de precios y la necesidad de productos que vinculen el precio del gas con el del GNL puedan aparecer y consolidarse según evolucionan las necesidades de oferentes y demandantes. Los productos de flexibilidad asociados al almacenamiento en tanques y en almacenes subterráneos, y por tanto muy vinculados al mercado OTC, como los *swaps* que intercambian los comercializadores en la actualidad, tendrán un papel relevante, al menos en sus comienzos.

Pensamos que un Operador de Hub independiente aportaría las dosis de innovación y flexibilidad que requiere el lanzamiento de un hub de gas en España y, especialmente, que el crecimiento de liquidez en torno a contratos cada vez más estandarizados sólo es posible sobre la base de un mercado OTC amplio y profundo. La Regulación deberá encontrar el *mix* adecuado entre imponer y vigilar reglas de comportamiento y esta continua adaptación de productos y procesos.

¹⁸ Un tercer determinante de precios por el lado de la oferta es el precio del gas en la Europa continental (y, en concreto, en las zonas de balance francesas), aunque tanto la capacidad de ajuste de precios por flujos a través de la interconexión con Francia como la liquidez de las zonas de balance del sur de Francia son limitadas.

Conclusión

Los servicios de Iberian Gas Hub se organizan en torno a sistemas de negociación, información y control diseñados a partir de nuestro análisis de la experiencia europea y de nuestro creciente conocimiento del mercado ibérico de gas, adaptándolos a nuestras peculiaridades y a nuestra regulación. La flexibilidad y capacidad de adaptación es una de las características en que más estamos insistiendo a la hora de diseñar nuevas líneas de servicios. De hecho, sin esa flexibilidad hubiera sido imposible el desarrollo inicial de nuestros sistemas de negociación, que utilizan diferentes tecnologías y sistemas de control según las demandas de nuestros clientes.

Una plataforma de comercio o un mercado organizado de productos estandarizados no pueden contribuir, por sí solos, al desarrollo de productos y servicios de flexibilidad que den respuesta a la amplia demanda que requiere la gestión de desbalances para *traders*, comercializadores, *shippers* y grandes consumidores y a su evolución y adaptación temporal.

Los productos estandarizados son sólo una parte de la gama de productos de flexibilidad que requieren los agentes que operan en mercados maduros de gas. En consecuencia, una plataforma de mercado organizado (por ejemplo, mercados diarios e intradiarios como ICE-Endex, Powernext o la Bolsa de Viena) aporta productos de flexibilidad, pero sólo satisface una demanda parcial de la misma. No es posible contemplar en la plataforma comercial de corto plazo del mercado organizado productos como renominaciones, opciones tipo *swing*, "*balancing agreements*", *swaps*, etc., que utilizan como punto de entrega el punto virtual de negociación y que resultan imprescindibles para una cobertura eficiente de desbalances, como muestran las experiencias europeas analizadas.

El Gestor Técnico del Sistema, por otro lado, difícilmente podrá contar con una información estructurada y detallada del riesgo de contraparte aportado por cada responsable de balance, por lo que deberá exigir garantías, en particular a los nuevos entrantes, según los desbalances probables asociados a las nominaciones y notificaciones emitidas por cada responsable de balance. En los mercados más maduros se genera mucha información que no sólo no debe ser ignorada, sino que debe estructurarse y organizarse con el objetivo de facilitar un funcionamiento eficiente del mercado (i.e., la consecución de liquidez) y una gestión óptima de la red.

Por ejemplo, un nuevo comercializador que se dé de alta como usuario de la red y como miembro del mercado para adquirir y vender gas a consumidores finales puede tener un contrato de suministro firmado con otro comercializador o no tener ninguno, y puede tener un contrato de respaldo de sus desbalances con otro comercializador o no tener ninguno. Las garantías por desbalance que deberán exigirse no deben ser independientes de la existencia de estos contratos de cobertura. La identificación y gestión de la información que genera la variada tipología de relaciones comerciales y contractuales entre agentes en los mercados de gas es más barata cuando se gestiona interponiendo un nivel (el Operador del Hub o el responsable de balance) entre el gestor de la red de transporte y el nuevo entrante, como muestran las experiencias en los hubs europeos. Esto no es nuevo, es el mismo principio por el que los miembros compensadores generales abaratan el coste de las garantías en una cámara de contrapartida en los mercados financieros. Por la misma razón, las empresas de servicios para la cobertura de desbalances (y el Operador de Hub es un caso particular de estas empresas) abaratan las garantías y reducen el riesgo de desbalances, impulsando así la liquidez del mercado. ■