

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD
PROYECTO FIN DE CARRERA



**CREACIÓN DE UN HUB GASISTA EN
ESPAÑA. REQUISITOS**

Tutor: Fernando Soto Martos

Autor: Francisco Javier García Gómez

Leganés, Madrid



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	7
OBJETIVOS.....	8
1. SISTEMA Y MERCADO ELECTRICO ESPAÑOL	9
1.1. Sistema Eléctrico	9
1.1.1. El recorrido de la electricidad. Elementos del sistema eléctrico.....	9
1.1.2. Generación (mix energético del sistema eléctrico español).....	12
1.1.3. Demanda (perfil de la demanda del sistema eléctrico español).....	17
1.2. Mercados de electricidad	19
1.2.1. Mercados a plazo.....	20
1.2.2. Mercado diario	22
1.2.3. Mercados intradiarios y servicios de ajuste del sistema	26
2. SISTEMA GASISTA.....	29
2.1. ¿Qué es el gas natural?.....	29
2.2. La cadena de valor de gas natural	32
2.3. Resumen de las normas de gestión técnica del sistema (NGTS).....	38
3. GAS NATURAL NO CONVENCIONAL (SHALE GAS).....	40
3.1. Introduccion al shale gas.....	40



3.2.	Desequilibrio entre países con reservas y consumidores de gas.....	42
3.3.	Reducción de la dependencia energética en EE.UU como consecuencia del impulso al shale gas	45
3.4.	Valoración del posible desarrollo del shale gas en Europa y España.....	47
4.	MERCADOS ORGANIZADOS DE GAS NATURAL EN PAISES DESARROLLADOS (HUBS)	51
4.1.	Conceptos básicos sobre la compra-venta de gas natural	51
4.2.	¿Qué es un hub?.....	55
4.2.1.	Mercado de gas natural.....	55
4.2.2.	Hub gasista.....	56
4.2.3.	Mercado organizado de gas natural	60
4.3.	Principales hubs gasistas en Europa: Evolución y comparativa	62
4.3.1.	El mercado de gas natural holandés (TTF).....	64
4.3.2.	El mercado de gas natural británico (NBP).....	72
4.3.3.	Comparativa de precios entre los principales hubs y España	81
5.	MARCO REGULATORIO DE LOS HUBS GASISTAS EN EUROPA Y ESPAÑA.....	83
5.1.	Legislación en Europa.	83
5.1.1.	Directiva 2009/73/ CE: Normas comunes para el mercado interior del gas natural	83
5.1.2.	ACER: Homogeneización de los códigos de red para el balance de gas en Europa	84
5.1.3.	CEER: Visión para un modelo objetivo gasista en Europa.	86
5.2.	Legislacion española e informes de CNE	87



6. DESARROLLO DE UN HUB GASISTA EN ESPAÑA	90
6.1. Situación actual del mercado mayorista de gas natural en España	90
6.2. Requisitos para el desarrollo de un hub gasista en España.....	93
6.2.1. Requisitos mínimos para iniciar la implantación de un hub gasista ibérico	93
6.2.2. Requisitos adicionales para la evolución del hub gasista ibérico	95
7. Conclusiones	101
8. Cronograma.....	103
9. Presupuesto	104
10. Bibliografía	105



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Recorrido de la electricidad.	11
Figura 2: Potencia total instalada en España (2014)	13
Figura 3: Perfil de demanda de un día de invierno.	17
Figura 4: Crecimiento acumulado (%) de la demanda y potencia total instalada en España	19
Figura 5: Curva de oferta para una hora dada	24
Figura 6: Curva de demanda para una hora dada	25
Figura 7: Curva agregada de oferta y demanda para una hora dada.	26
Figura 8: Evolución de la creación de depósitos de gas natural.....	29
Figura 9: Cadena de valor del gas natural.	32
Figura 10: Tipos de buques metaneros: membrana y esfera	35
Figura 11: Planta regasificadora de Sagunto.....	36
Figura 12: Tipos de almacenamiento subterráneo.....	37
Figura 13: Esquema de funcionamiento de la fracturación hidráulica.....	41
Figura 14: Reservas mundiales de gas (2012).....	42
Figura 15: Consumo de gas natural (2012)	43
Figura 16: Evolución y comparativa del precio del gas en el mercado mayorista norteamericano, europeo y japonés.	45
Figura 17: Mapa de situación europea respecto al desarrollo del shale gas.....	48
Figura 18: Grafico esquemático de la función de un hub como intermediario	57
Figura 19: Ejemplo de hub físico (hub Zeebrugge, en Bélgica)	58
Figura 20: Ejemplo de tránsito a hub virtual (hub CEGH, en República Checa).....	59



Figura 21: Mapa de hubs gasistas europeos.....	63
Figura 22: Consumos por sectores en Holanda (2010)	65
Figura 23: Mapa de la red de transporte de gas natural en Holanda	66
Figura 24: Evolución del precio del TTF	70
Figura 25: Evolución en la comparativa precios entre NBP y TTF	71
Figura 26: Evolución volumen virtual y físico, y nº de participantes TTF	72
Figura 27: Mix energético británico 2013.....	73
Figura 28: Evolución del reparto del consumo del gas natural por sectores en UK	74
Figura 29: Infraestructuras gasistas en Reino Unido	75
Figura 30: Evolución de compra-venta de gas en Reino Unido.....	76
Figura 31: Evolución del precio del NBP	79
Figura 32: Evolución del volumen físico y virtual negociado en el NBP.....	80
Figura 33: Comparativa de precios de gas natural en diferentes zonas del mundo	81
Figura 34: Evolución de los aprovisionamientos de gas natural en España.....	91
Figura 35: Aprovisionamientos de gas natural en España en el año 2014.....	91
Figura 36: Puntos de balance y compra-venta de gas en el mercado mayorista.	92
Figura 37: Evolución de un mercado mayorista de gas natural	93
Figura 38: Principales condiciones para el desarrollo de un hub gasista ibérico.....	94
Figura 39: Evolución de la importación de GN y GNL en España.....	96
Figura 40: Evolución del perfil de la demanda de gas en España.....	97
Figura 41: Diagrama de Gantt.....	103



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Unidades de energía utilizadas en el mercado gasista	31
Tabla 2:	Unidades de volumen utilizadas en el mercado gasista.....	31
Tabla 3:	Reservas mundiales probadas de gas natural. Evolución	42
Tabla 4:	Consumo de gas natural en el mundo por áreas geográficas	43
Tabla 5:	Diferencias entre modalidades existentes de compra-venta de gas	56
Tabla 6:	Especificaciones técnicas de los operadores de mercado del TTF	68
Tabla 7:	Tareas desarrolladas en el proyecto	103
Tabla 8:	Presupuesto de elaboración del proyecto.....	104



INTRODUCCIÓN

El sector del gas natural está cambiando a nivel mundial desde los últimos años por diversas razones, entre ellas las nuevas técnicas de extracción de gas no convencional en Estados Unidos, y la creación de mercados organizados y hubs en Europa.

Estos hubs son puntos físicos o virtuales, en los que los agentes de la red intercambian gas natural, bien de forma bilateral, o bien mediante plataformas electrónicas, en las que los gestores del sistema pueden comprar y vender el gas con fines de balance. Algunos de estos hubs han evolucionado hasta convertirse en mercados con un creciente número de participantes, en los que se generan señales de precios tanto a corto plazo, como para horizontes temporales de hasta 2 o 3 años, actuando en algunos casos como referencia de precio para otros mercados.

En España se realizan actualmente intercambios de gas entre las compañías donde sólo se conoce el volumen negociado pero no el precio. No existe por tanto un mercado en España que proporcione un precio de gas natural. Tampoco existe un mercado que permita comprar o vender contratos a futuros para cubrirse de posibles riesgos producidos por las oscilaciones habituales en el precio de gas.

Por éste y otros motivos, se ha propuesto en España la creación de un hub gasista que proporcione flexibilidad y liquidez, y que fomente la competencia, para que permita en un futuro la aparición de una señal de precios de gas natural en España.



OBJETIVOS

El objetivo principal del Proyecto Fin de Carrera es valorar los requisitos que se deben dar para la implantación y posterior desarrollo de un hub gasista en España.

Para cumplir con este objetivo principal, será necesario cumplir con los siguientes objetivos adicionales:

- Comprender el funcionamiento del sistema eléctrico, desde el punto de vista operativo y de mercado, ya que una parte importante de la demanda de gas natural va destinada a generación eléctrica.
- Comprender el funcionamiento del sistema gasista, desde el punto de vista operativo y de mercado, haciendo especial hincapié en conocer cuál es la logística del gas natural.
- Conocer qué es el shale gas, y como ha afectado su explotación en Estados Unidos al precio en el mercado internacional de gas natural.
- Analizar los principales hubs europeos, que puedan ser tomados como modelo para el desarrollo del hub en España
- Resumir la normativa existente en Europa en relación al desarrollo de los hubs gasistas
- Caracterizar el mercado mayorista de gas natural nacional existente en la actualidad, para conocer el punto de partida desde el que arranca el hub de gas en España.



1. SISTEMA Y MERCADO ELECTRICO ESPAÑOL

En este capítulo, se expondrá de forma breve los elementos que forman parte del sistema eléctrico, para tener una visión general del recorrido de la electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo. Se hará especial hincapié en conocer las diferentes tecnologías que conforman el mix de generación en España, y qué perfil de demanda existe actualmente.

Una vez introducido el funcionamiento del sistema y caracterizado el mix y el perfil de demanda en España, se explicarán los diferentes mercados que operan sobre el sistema eléctrico en España, para conocer conceptos y tipos de mercados que existen, y qué operativa siguen.

1.1. SISTEMA ELECTRICO

1.1.1. El recorrido de la electricidad. Elementos del sistema eléctrico

El sistema eléctrico está formado por una serie de elementos que permiten que la electricidad llegue a los puntos de consumo, desde el origen en las centrales de generación. Además, se puede hablar de generación, transporte y distribución, como fases hasta llegar al consumo final.

Una de las características de la energía eléctrica es que no se puede almacenar en grandes cantidades, por lo que tiene que generarse en cada momento la cantidad precisa que se va a consumir. Por este motivo se tiene que operar el sistema eléctrico en tiempo real, para poder mantener en equilibrio la generación y consumo de forma constante.

En la imagen se observa un resumen un esquema del sistema desde la generación al consumo:

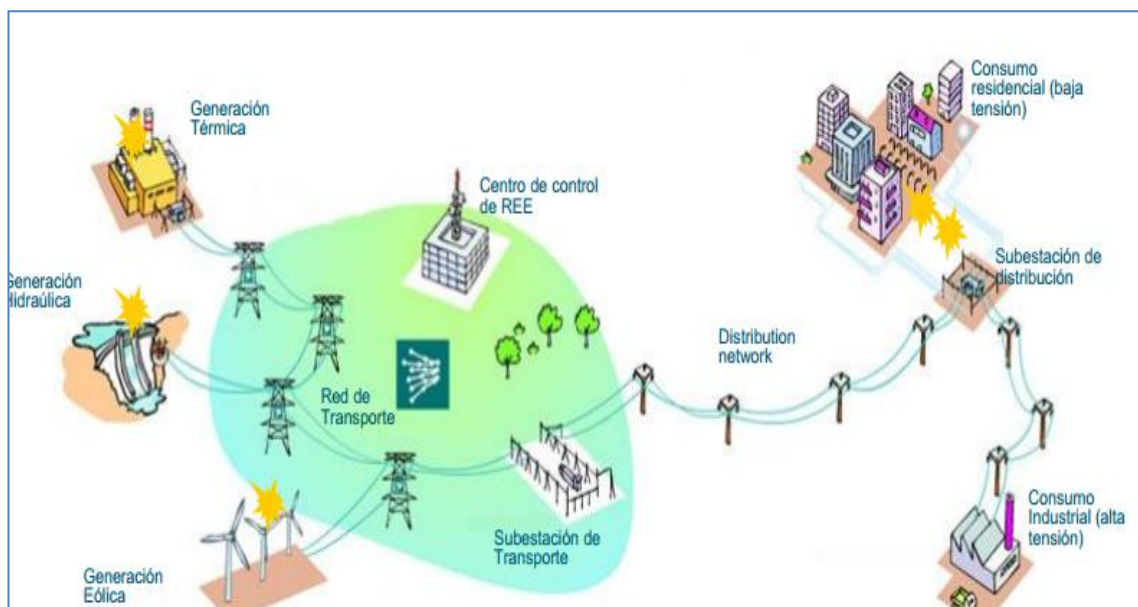


Figura 1: Recorrido de la electricidad. Fuente [2]

Generación

Las centrales eléctricas, generan electricidad en media tensión (3-36 kV). Después se eleva la tensión mediante transformadores instalados en una subestación, para que en la siguiente fase el transporte se realice a muy alta tensión, con el objetivo de reducir las pérdidas.

Existen diferentes tecnologías de generación. Se puede diferenciar entre nuclear, térmica (carbón, ciclo combinado, fuel), hidráulica, y renovables (eólica, fotovoltaica, biomasa, termosolar).

La proporción de cada una de las diferentes tecnologías, es lo que se denomina mix de generación, el cual será visto en mayor profundidad en el punto 1.1.2.



Transporte

La electricidad se conducirá hasta la cercanía de los centros de consumo, donde se conectará con la red de distribución.

En estas conexiones son necesarias las subestaciones, para reducir la tensión al nivel de la red de distribución.

La red de transporte está diseñada para utilizar tensiones elevadas comprendidas entre 220 y 400 kV. La razón es que para transportar la misma potencia, cuanto mayor sea la tensión, menor será la intensidad, lo cual disminuye las pérdidas en el transporte.

Distribución

La red de distribución, es la encargada de suministrar la electricidad al consumidor final. Se realiza a niveles de tensión inferiores a 220 kV.

El tramo final de esta red que se encarga de distribuir a los consumidores domésticos, tiene niveles de tensión comprendidos entre 400 y 230V (baja tensión).

1.1.2. Mix de generación del sistema eléctrico español

El Mix de generación dentro de un sistema eléctrico se define como el conjunto de tecnologías existentes para poder cubrir la demanda. En caso del sistema eléctrico español la potencia instalada total a finales de 2014 es de 102.259 MW, la cual se reparte de la siguiente manera:

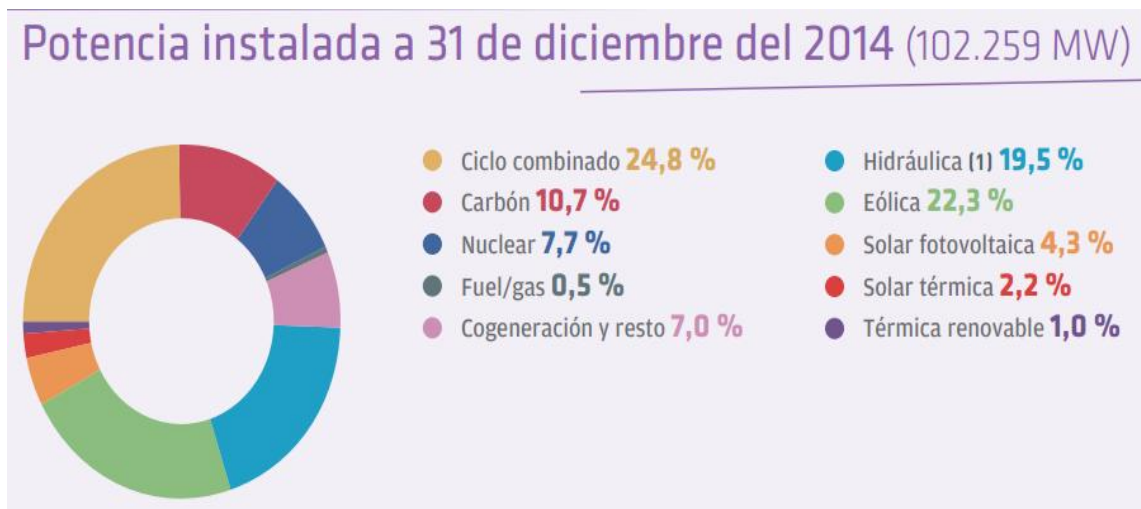


Figura 2: Potencia total instalada en España 2014. Fuente [2]

Hasta la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, las tecnologías del sistema eléctrico español se agrupaban en dos tipos:

Instalaciones de Régimen Ordinario: agrupaban todas las instalaciones con una potencia superior a 50 MW, y las inferiores a esta potencia que no fueran cogeneraciones ni usaran energías renovables como fuente principal de energía para generar electricidad.

Instalaciones de Régimen Especial: agrupaba las instalaciones con una potencia inferior a 50 MW que usaban energías renovables o cogeneraciones para producir electricidad. Como característica principal, tenían una retribución fijada por el gobierno para incentivar la inversión en estas tecnologías.



Características de las centrales de Régimen Ordinario

Centrales nucleares

- Coste fijo de inversión muy alto
- Coste variable de producción muy bajo.
- Generación de residuos radioactivos de muy larga duración.
- Diseñadas para producir electricidad a plena carga sin modular la producción
- Operaciones de arranque y parada muy lentas debido a la inercia de este tipo de centrales.
- Aptas para que funcionen las 24 horas del día
- No tienen participación en los servicios de ajuste del sistema.

Centrales hidráulicas de régimen ordinario

Se dividen en dos: centrales con embalse y centrales de agua fluyente

1) Centrales hidráulicas con embalse

- Alto coste de construcción y puesta en funcionamiento
- Muy bajo coste variable de producción.
- Coste de inversión y de operación más elevado que las hidráulicas de agua fluyente
- Pueden modular su producción, para generar energía las horas punta (las más caras), y aumentar así el beneficio por la venta de energía generada.
- Al tener la capacidad de variar rápidamente la producción, participan en los servicios de ajuste del sistema.

2) Centrales hidráulicas de agua fluyente:

- Alto coste de construcción y puesta en funcionamiento
- Muy bajo coste variable de producción.

- Coste de inversión y de operación más reducido que las hidráulicas con embalse.
- No pueden variar su producción

Centrales de carbón

- Pueden usar carbón autóctono o carbón importado.
- Las centrales con carbón autóctono tienen un peor rendimiento y mayor producción de CO₂
- Costes de construcción más baratos que los que puedan tener centrales nucleares o hidráulicas
- Costes variables de producción más altos y dependientes del precio del carbón.
- Funcionan solamente en las horas en que el ingreso de mercado sea mayor a sus costes variables.
- Tienen facilidad para variar su producción.
- Participan en los servicios de ajuste del sistema.

Centrales de ciclo combinado

- Bajo coste de construcción en comparación al resto de tecnologías.
- Alto coste variable de la producción. Está marcado por el precio del gas natural con el que generan la electricidad.
- Funcionamiento similar a las centrales de carbón, lo cual les permite participar de manera muy activa en los servicios de ajuste del sistema.
- El descenso de la demanda en los últimos años unido al aumento de producción de las centrales de tecnología renovable ha hecho que la potencia instalada de este tipo de centrales da lugar a una situación de sobrecapacidad, con lo que a día de hoy el número de horas que funcionan este tipo de centrales es muy inferior a lo que sería su uso normal y al uso estimado cuando se proyectaron.
- Menor emisión del CO₂ que las centrales de carbón.



Centrales de fuel

- Coste de construcción bajo
- Coste variable de producción elevado, el cual depende del precio de la materia prima.
- Precio de producción más elevado que las otras dos centrales térmicas anteriores
- Funcionamiento prácticamente nulo, solo queda una central en el sistema eléctrico peninsular.

Características de las centrales de Régimen Ordinario

Eólica

- Alto coste de construcción y puesta en marcha
- Bajo coste de operación y producción.
- Producción dependiente del viento en cada momento de difícil predicción
- No pueden modificar la producción según sus necesidades
- Por necesidad de seguridad del sistema, sí pueden limitar su producción variando el paso de pala de las máquinas, generando un vertido de energía que no se puede almacenar
- No tiene emisión de CO₂.

Fotovoltaica

- Alto coste de instalación y puesta en marcha (mayor que la eólica)
- Bajo coste variable de la producción.
- No pueden regular su producción, ya que depende de la radiación solar que incida sobre las placas fotovoltaicas



- Si fuera necesario, por seguridad del sistema, podrían dejar de generar vertiendo la energía primaria.

Solar térmica

Se dividen en dos tipos: instalaciones solares térmicas sin y con almacenamiento de energía

1) Sin almacenamiento de energía

- Alto coste de construcción y un bajo coste de producción.
- No gestionables
- Por seguridad del sistema pueden reducir la producción de energía eléctrica vertiendo energía primaria.

2) Con almacenamiento de energía

- Alto coste de construcción y un bajo coste de producción.
- Pueden variar su producción dentro de sus límites técnicos, por lo que son gestionables

Cogeneraciones

- Son plantas industriales que aprovechan sus procesos industriales para generar electricidad, normalmente consumiendo gas natural.
- Son gestionables
- Pueden variar su producción (con limitaciones asociadas a su proceso industrial)

Hidráulica

- Características similares a las centrales hidráulicas de régimen ordinario
- Tamaño más reducido que las centrales hidráulicas de régimen ordinario

- La mayoría no tienen embalse
- No gestionables

1.1.3. Perfil de la demanda del sistema eléctrico español

El sistema eléctrico debe estar dimensionado para poder atender la demanda en cualquier situación, y en particular en un reducido número de horas, aquellas en las que la sociedad demanda más energía, denominadas horas punta. Durante estas horas, es más costoso producir la electricidad porque es necesario que funcionen las centrales de generación con mayor emisión de CO₂, que suelen ser también las más caras.

Las horas punta del sistema son diferentes según estemos en verano o en invierno. En invierno coinciden con las horas de la mañana y por la tarde/noche, mientras que en verano tienen lugar en las horas centrales del día, coincidiendo con las horas de mayor temperatura.

Las horas con menor consumo son denominadas horas valle, y coinciden con las horas nocturnas, en donde la actividad de todos los sectores de consumo es mucho menor, salvo un porcentaje de la demanda industrial, la cual mantiene un consumo importante las 24 horas del día, y aprovecha las horas nocturnas, por lo general con un menor precio de la energía, para disminuir sus costes de producción.

En el siguiente gráfico se puede ver el perfil de demanda de un día de invierno:

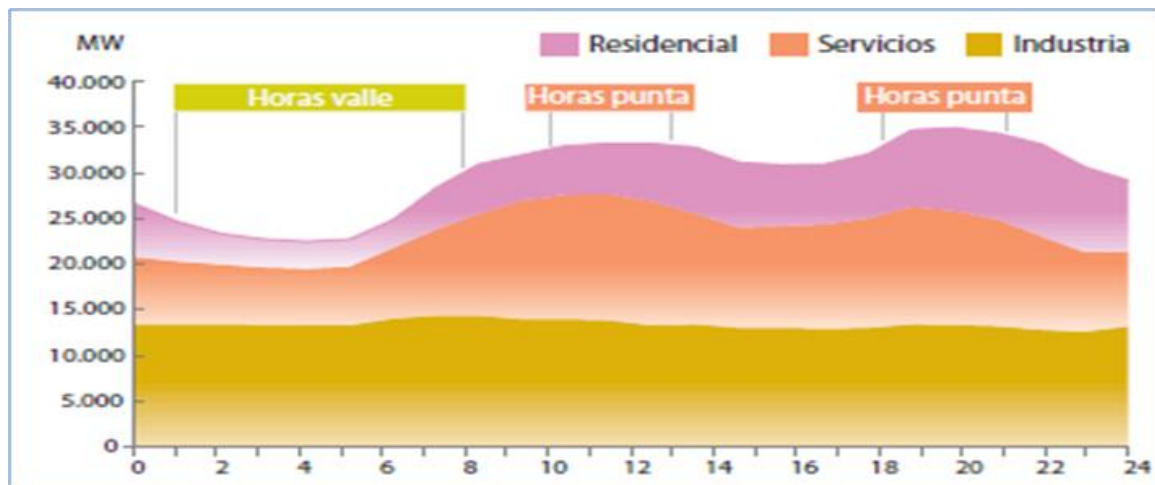


Figura 3: Perfil de demanda de un día de invierno. Fuente [2]

Como se comentó en el principio de este punto, el sistema eléctrico debe estar dimensionado para poder cubrir la demanda en las horas punta. Una característica que posee el sistema eléctrico actualmente, y que es relativamente reciente, es un sobredimensionamiento en las centrales de generación para cubrir la demanda del sistema. Este sobredimensionamiento, es el resultado de la combinación de 2 factores principalmente:

- 1) Primas al régimen especial, y pagos por capacidad, lo cual ha aumentado considerablemente la instalación de centrales de generación de régimen especial, y ciclos combinados respectivamente, en un plazo muy breve de tiempo.
- 2) Reducción de la demanda desde 2008 debido a la crisis económica. Actualmente la demanda en 2015 es similar a la alcanzada en 2005.

Las medidas que se tomaron para incentivar con primas las nuevas instalaciones de generación, se aprobaron teniendo en cuenta un contexto con demanda futura creciente. Pero la cuestionable confección del sistema de primas, junto con la inesperada caída de la demanda ha provocado esta sobrecapacidad de generación.

Una mejor confección del sistema de primas, limitándola a un número determinado de centrales, para poder tener un crecimiento sostenido en el tiempo, y una mejor previsión

a largo plazo, hubiera aminorado el déficit económico generado, y además hubiera repercutido en un dimensionado óptimo del sistema.

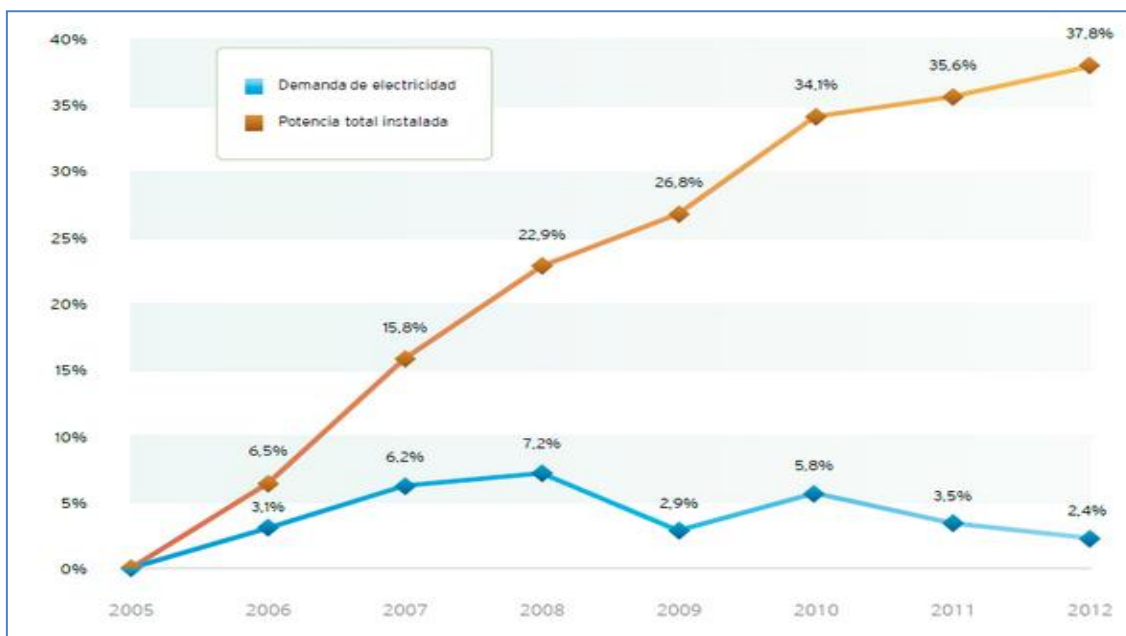


Figura 4: Crecimiento acumulado (%) de la demanda eléctrica y potencia total instalada en España.
Fuente [3]

1.2. MERCADOS DE ELECTRICIDAD

El mercado de producción de energía eléctrica, se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicio de ajustes del sistema (resolución de restricciones por garantía de suministro, resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos).

Se trata además de un conjunto de mercados con horizontes temporales diferentes.

1.2.1 Mercados a plazo

El papel de los mercados a plazo es favorecer la competencia en los mercados mayorista y minorista, y posibilitar que compradores y vendedores puedan gestionar riesgos. Para ello se necesita que estos mercados a plazo tengan profundidad y liquidez suficiente.

- Un mercado líquido es aquel en el que un agente puede comprar o vender cantidades importantes de un producto, sin alterar significativamente el precio de dicho producto.
- Un mercado es profundo, cuando hay la suficiente oferta y demanda de un producto, como para que los agentes compradores o vendedores no se encuentren con limitaciones respecto a la cantidad que puedan comprar o vender.

El precio del mercado a plazo refleja el precio del mercado diario esperado a futuro.

Tanto comercializadores como generadores acuden a los mercados a plazo.

En el caso del comercializador, que debe adquirir energía para suministrar a sus clientes, el mercado a plazo le permite contratar la energía que prevé necesitar por adelantado, y a un precio cerrado. Esto le permite, reflejar en sus ofertas no sus costes estimados, sino aquellos en los que realmente incurrirá.

En caso de ausencia de mercados a plazo, la única alternativa que tendría el comercializador, sería adquirir esta energía en el mercado diario, cuyo precio es desconocido en el momento de ofertar a sus clientes. Por tanto estaría expuesto a un riesgo de entrar en pérdidas, como consecuencia de que el precio del mercado diario resultase más elevado, que el que consideró a la hora de ofertar a sus clientes.

Un consumidor directo, que realiza su aprovisionamiento de energía eléctrica prescindiendo de comercializadora, utiliza los mercados a plazo para estabilizar y poder anticipar cuál será su coste por aprovisionamiento de energía eléctrica para un determinado periodo, y no especular con el precio que marcará el mercado diario.

El generador, al contrario que el comercializador, lo que hace es vender su energía producida en el mercado. Con los mercados a plazo, el generador puede fijar el precio al que vende su producción. Sin estos mercados a plazo, sus ofertas de venta reflejarían



sus costes estimados, y sus ingresos dependerían, por tanto, del precio resultante de la casación del mercado diario.

Tipos de mercados a plazo

Hay dos tipos de mercados a plazo en España: mercados organizados y no organizados

Mercados organizados (“exchanges”)

Se definen por tener unas reglas determinadas de participación y negociación, por tener los contratos estandarizados, y por disponer de cámara de compensación. Pueden ser con entrega física o financiera.

Los dos mercados a plazo organizados, son las subastas CESUR, y el mercado a plazo organizado OMIP.

En las subastas CESUR (desaparecidas en 2014), mediante un mecanismo de subastas, se fija el precio cada trimestre de la tarifa de último recurso, que es el precio de la electricidad al que se acogen la mayor parte de los consumidores residenciales.

En el mercado organizado OMIP, los vendedores y compradores hacen pública sus ofertas de venta y compra, en la plataforma electrónica gestionada por el propio OMIP. En el momento en que algún agente encuentra una oferta interesante, se puede cerrar la transacción utilizando la propia plataforma electrónica, con un procedimiento estandarizado.

Mercados no organizados

Los contratos bilaterales físicos son acuerdos libres entre dos partes, para la entrega de energía a plazo, con un precio libremente pactado entre las partes, junto con otras características libremente pactadas.

El mercado financiero OTC es otro mercado no organizado, en el que la negociación de contratos se lleva a cabo a través de intermediación telefónica, o mediante una plataforma electrónica, en el que los agentes intercambian contratos con liquidación financiera.

1.2.2. Mercado diario

El mercado diario se celebra el día anterior al de la entrega de la energía, y en él los compradores y los vendedores, intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente.

Está gestionado por el operador del mercado OMIE, entidad privada cuya principal función es llevar a cabo la gestión del mercado y garantizar que la contratación en el mismo se lleva a cabo en condiciones de transparencia, objetividad e independencia.

Se puede decir, que en este mercado se comercializa con 24 productos diferentes, que corresponden a la entrega física de la energía en cada una de las 24 horas del día siguiente.

Los vendedores (generadores, “traders” y otros intermediarios) presentan ofertas de venta, y los compradores (comercializadores, consumidores finales, “traders” y otros intermediarios) ofertas de compra a OMIE para cada hora del día siguiente.

Con estas ofertas OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora. Como resultado de la intersección de las curvas de oferta y demanda, resulta el precio del mercado para cada una de las horas de día siguiente.

Características del mercado diario

Entre las características que definen el mercado diario, hay dos que conviene tener muy claras para comprender su funcionamiento:

- Es un mercado marginalista.
- Las ofertas de los generadores reflejan el coste de oportunidad

Mercado marginalista

Que el mercado diario sea un mercado marginalista, implica que todos los generadores casados reciben un mismo precio, el cual se determina por el cruce de las curvas de oferta y demanda.

En este tipo de mercados, la oferta de un generador representa la cantidad de energía que está dispuesto a vender a partir de un cierto precio mínimo. Las ofertas de un generador reflejan, por un lado, las restricciones físicas y técnicas a las que está sujeta su instalación, y por otro, el coste de oportunidad que le supone generar electricidad

Coste de oportunidad

El coste de oportunidad que supone a un generador producir electricidad, engloba, por un lado, los costes que evitaría si tomara la decisión de no producir (p.ej., coste de arranque de la central, coste variable de operación y mantenimiento mientras produce, etc.), y por otro lado, los ingresos a los que renuncia por el hecho de producir (p. ej. para una central hidráulica de agua embalsada, producir en un momento dado supone renunciar a hacerlo en otro momento futuro en que ese mismo agua tenga un precio mayor)

No obstante, la estructura de costes (fijos, variables, y de oportunidad) de cada central de generación, será analizadas con mayor profundidad en el capítulo 3, haciendo mayor hincapié en la estructura de costes de las centrales de ciclo combinado.

Casación de la oferta y la demanda

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, OMIE se encarga de ordenarlas por precio ascendente, dando como resultado la curva de oferta del mercado para cada hora.

En el siguiente gráfico se puede comprobar cómo las ofertas con un coste de oportunidad cero están en la parte baja de la gráfica, mientras que aquellas que presentan un coste de oportunidad superior están en la zona superior.

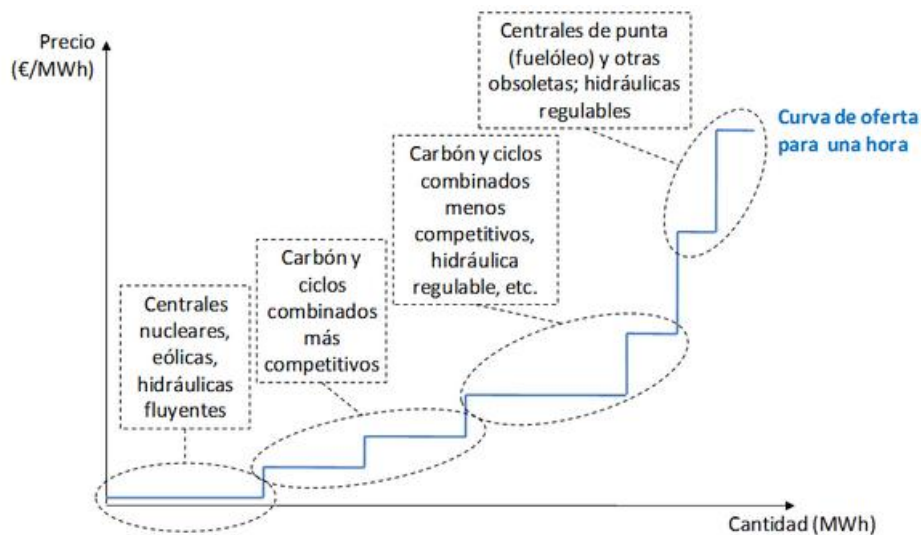


Figura 5: Curva de oferta para una hora dada. Fuente [4]

Con las ofertas que presentan los compradores, OMIE las ordena por precio descendente, construyendo de esta forma la curva de demanda del mercado para cada hora.

El precio máximo permitido son 180 €/MWh. Muchos comercializadores suelen ofertar a este precio máximo por la razón de asegurar que sus consumidores tendrán la energía que demandan, garantizando así su abastecimiento. Esto no significa que pagarán dicho precio por la energía, sino que pagarán el que resulte de la casación en el mercado.

Otros comercializadores y consumidores directos, solo comprarán energía si su precio es menor o igual a un determinado valor. Estos consumidores tienen la posibilidad de adaptar su consumo a los precios del mercado, y consumen gran parte de su energía en los periodos valle, como los grandes consumidores industriales y las centrales de bombeo.

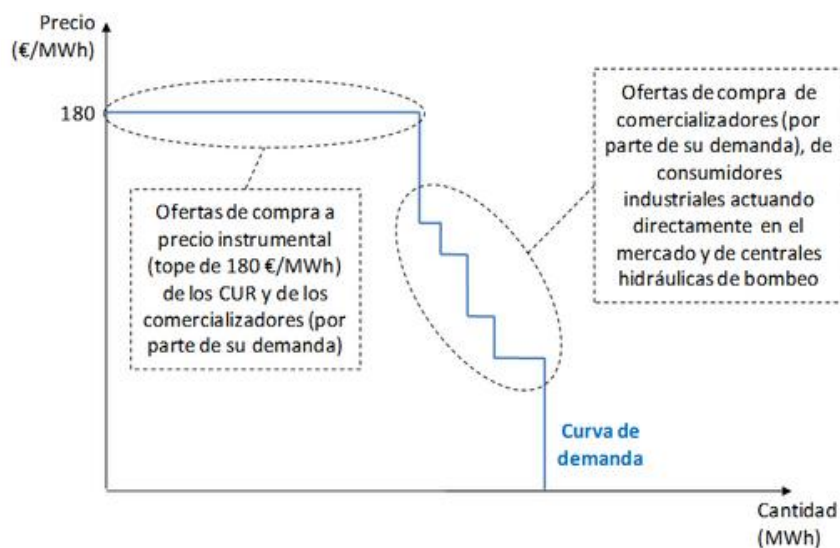


Figura 6: Curva de demanda para una hora dada. Fuente [4]

La intersección de la curva de oferta y demanda de electricidad del mercado para una hora determinada h de un día D , determina el precio del mercado para esa hora en ese día concreto.

En la Península ibérica existe un mercado ibérico de electricidad, MIBEL, donde el precio horario de la electricidad en Portugal y España es el mismo más del 98% del tiempo.

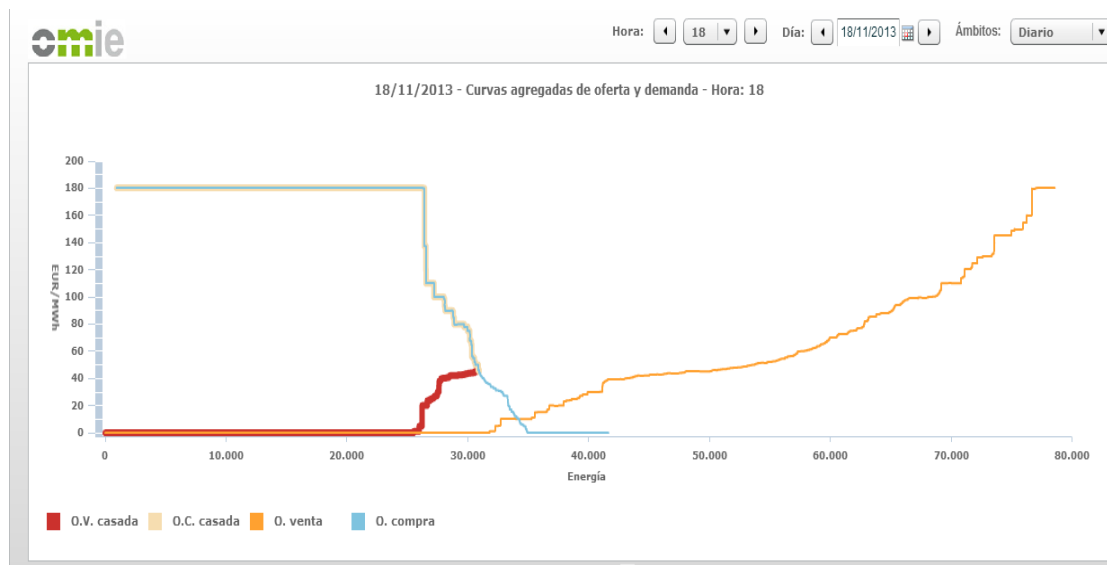


Figura 7: Curva agregada de oferta y demanda para una hora dada. Fuente [5]

Si se da el caso que existe saturación en la interconexión España-Portugal en cualquiera de los sentidos, se ejecuta la “separación de mercados” (o “market-splitting”).

El “market-splitting” consiste en hacer por separado la casación para los agentes españoles y la casación de los agentes portugueses, teniendo en cuenta la cantidad máxima de energía que puede intercambiarse entre ambos sistemas, y dando como resultado un precio distinto para cada uno de los países.

1.2.3. Mercados intradiarios y servicios de ajuste del sistema

Tras la finalización del mercado diario, aproximadamente a las 13:00h, tienen lugar otros mercados de ajuste con horizonte temporal intradiario. Estos mercados de ajuste, son los mercados intradiarios, y los servicios de ajuste del sistema.

Dado que para el objetivo de este proyecto, los mercados intradiarios y de ajuste no tienen especial relevancia, se expondrán brevemente y de manera general, sin profundizar en la operativa de cada uno de ellos.

Mercados intradiarios

Son gestionados por el operador del mercado OMIE. En ellos participan solamente aquellos generadores o consumidores, que hayan participado previamente en el mercado diario.

La particularidad que tienen los mercados intradiarios respecto al mercado diario, es que se pueden realizar ofertas tanto de generación como de adquisición, independientemente que el agente sea vendedor o comprador. Esto sirve para ajustar las ofertas que realizaron en el diario, en caso que haya alguna incidencia o previsión que no se ajuste con la oferta realizada.

Los agentes tiene 6 mercados intradiarios para ajustar sus programas con los cambios que hayan podido sufrir (problemas técnicos en un generador, cambio de previsiones en una unidad renovable o de consumo...)

Servicios de ajuste del sistema

Gestionados por el operador del sistema (REE), estos servicios son necesarios para mantener el sistema eléctrico en equilibrio físico, y dentro de un nivel de seguridad adecuado

Los servicios de ajuste del sistema están compuestos por los siguientes mercados:

Restricciones por garantía de suministro

Mercado en el cual se programan las centrales de carbón nacional según el plan nacional del carbón, y se reajusta el nivel de generación-consumo retirando la generación que se necesaria en función del nivel de emisiones de CO₂. Este mercado dejó de funcionar el 1 de Enero de 2015.



Gestión de restricciones técnicas.

Permite resolver las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte, sobre la programación prevista para el día siguiente (Restricciones PBF), así como las que surjan en tiempo real (Restricciones TR).

Gestión de los servicios complementarios

Los servicios complementarios (regulación secundaria y terciaria), ofrecidos por los generadores y gestionados por el OS, tienen como objetivo que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento, y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real.

Gestión de desvíos

Resuelve, casi en tiempo real, los desajustes entre la oferta y la demanda de electricidad.

Este mercado de gestión de desvíos, consiste en pedir ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en el sistema, es decir, si el sistema está corto se piden ofertas de mayor producción a los generadores, y si está largo, se piden ofertas a los generadores para reducir su programa de producción (incluyendo al bombeo por aumentar su consumo de energía).

2. SISTEMA GASISTA

2.1. ¿QUÉ ES EL GAS NATURAL?

El gas natural es un hidrocarburo que está formado en una gran proporción por metano, en torno a un 90 – 95%. El metano está constituido por una molécula, formada por un átomo de carbono al que se encuentran unidos cuatro átomos de hidrógeno (CH₄).

En función de los yacimientos en los que se encuentre, y de si en los mismos el gas natural se encuentra solo o acompañado, el resto de porcentaje que no es metano suele ser una proporción variable de nitrógeno, etano, CO₂, butano, propano, agua, y restos de otros hidrocarburos.



Figura 8: Evolución en la creación de depósitos de gas natural. Fuente [6]

Hace más de 300 millones de años, se fueron depositando restos de plantas y animales en el fondo de lagos y océanos, donde apenas había oxígeno. Estos restos animales y vegetales, empezaron a ser cubiertos por grandes capas de otros sedimentos mezclados con partículas de arena. Bajo estas capas, aumentó la presión y la temperatura, y el material orgánico se fue transformando en petróleo y gas natural.

El gas natural que se creó, pugnaba entonces por ascender entre las capas de terreno permeable quedando acumulado en lo que denominamos yacimientos, que se han ido descubriendo con los años.



Casi todos los yacimientos de petróleo tienen gas asociado, aunque también existen yacimientos de gas independientes al petróleo.

Unidades en las que se mide el gas natural

Debido al contenido del proyecto, se mencionarán las unidades que se utilizan en los contratos de aprovisionamiento de gas natural, y en los diferentes índices y mercados internacionales:

- En los contratos a largo plazo la unidad de referencia es el \$/MMBTU.
- En contratos indexados a mercados spot las unidades cambian en función de la ubicación del mercado:
 - En el índice Henry Hub y en el mercado asiático la unidad de referencia es el \$/MMBTU.
 - En el índice NBP de Reino Unido y el Zeebrugge belga, la unidad de referencia es el p/th (pence/therm)
 - En el resto de índices europeos (TTF holandés, PEG Nord francés, GasPool, etc), la unidad de referencia es el €/MWh

El siguiente cuadro podemos ver resumidas, las equivalencias entre las unidades de energía y las de volumen, que se utilizan en los mercados de gas natural:

Unidades de energía

Equivalente a	GJ	kWh	MBTU	Te	therm	kCal
1 Gigajulio (Gj)	1	277,8	0,948	238,9	9,479	239.000
1 kWh	0,0036	1	0,00341	0,8601	0,03411	860,11
1 Millón de BTU (MMBtu)	1,055	293,2	1	252	10	252.000
1 termia (te)	0,004186	1,162	0,00397	1	0,0397	1.000
1 therm	0,1055	29,32	0,1	25,2	1	25.200
1 kilocaloria (kCal)	0,000004186	0,001162	0,000003968	0,001	0,00003968	1

Tabla 1: Unidades de energía utilizadas en el mercado gasista. Fuente [12]

Unidades de volumen

Equivalente a	1 m3 de gas	1 ft cúbico de gas	1 m3 de GNL	1 Tonelada de GNL
1 m3 de gas	1	35,5	0,00171	0,000725
1 ft cúbico de gas	0,0283	1	0,00005	0,00002
1 m3 de GNL	584	20,631	1	0,405
1 Tonelada de GNL	1.379	48,69	2,47	1

Tabla 2: Unidades de volumen utilizadas en el mercado gasista. Fuente [12]

Otra unidad que frecuentemente nos encontrarnos en artículos y documentación sobre gas natural es el bcm. Es un billón (americano) de metros cúbicos de gas.

1bcm = 1.000.000 000 m³

1 tcm = 1.000 bcm

2.2. LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

El gas natural tiene un recorrido desde su extracción del yacimiento, hasta que se consume. Ese recorrido está compuesto por una serie de etapas que forman la cadena de valor del gas natural. Estas etapas dependen de si el transporte de gas natural se realiza en estado gaseoso o líquido.

En el siguiente cuadro se puede ver de forma resumida las etapas que forman la cadena de valor del gas natural:

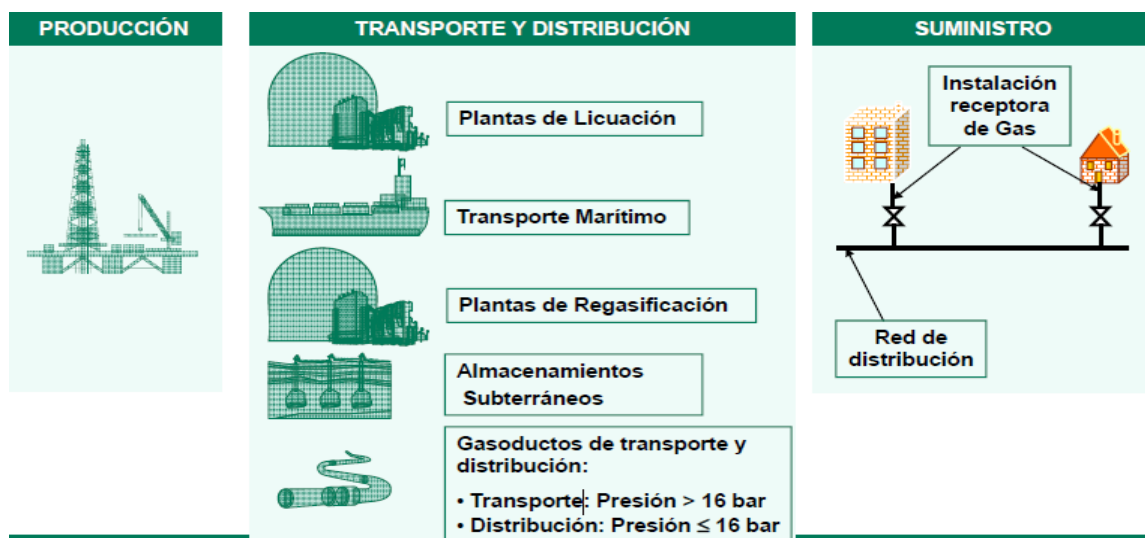


Figura 9: Cadena de valor del gas natural. Fuente [7]

Producción

Está compuesta por las etapas de exploración, extracción y tratamiento

Exploración

Para poder saber si en una zona determinada es posible la extracción de gas natural, se realizan una serie de técnicas de exploración. Entre ellas destacan las siguientes técnicas:

- Geología de campo. Indicios
- Geofísica. Magnetometría, gravimetría, sísmica
- Sondeos de exploración.

Con los últimos métodos de exploración se puede conseguir una imagen tridimensional del terreno explorado a partir de datos sísmicos, e incluso analizar su evolución en el tiempo.

El desarrollo de estas actividades, que precisa de grandes inversiones y especialización, aparte de conllevar una elevada complejidad técnica, suele ser realizado por empresas petrolíferas.

Extracción

El gas natural se puede extraer tanto en tierra como en mar. Existen diferentes tipos de perforación para proceder a la extracción de gas natural en función de la distancia a la que se encuentre. Lo más común es que el gas natural esté bajo presión, y salga de un pozo sin intervención externa. Sin embargo, a veces es necesario utilizar bombas u otros métodos más complicados para obtener el gas de la tierra.

Tratamiento

Debido a que existen unos estándares de seguridad y calidad en las infraestructuras y en los puntos de entrega, para que el gas natural pueda ser transportado, distribuido y comercializado, tiene que ser sometido a un tratamiento una vez que ha sido extraído del yacimiento.



Además, para facilitar el transporte en estado líquido, deben ser eliminados de la mezcla de gas natural, componentes que puedan interferir en el proceso de enfriamiento del gas, mientras que para el transporte por gasoducto será conveniente eliminar compuestos corrosivos, como son los gases ácidos (sulfhídrico y dióxido de carbono), el nitrógeno y el mercurio, para evitar así el deterioro de los gasoductos.

Una vez procesado, el gas natural es transportado a una planta de licuefacción.

Licuefacción

En dichas plantas de licuefacción, el gas natural es transformado de estado gaseoso a estado líquido. Estas instalaciones permiten enfriar grandes cantidades de gas natural. El objetivo fundamental de este proceso es que, con él se consigue reducir el volumen que ocupa el gas. Así, para una misma cantidad de energía, el GNL ocupa aproximadamente 600 veces menos que el GN. De esta manera se reducen los costes de almacenamiento.

Para poder licuar el gas, hay que enfriarlo hasta una temperatura de -160° aproximadamente. En este proceso, alrededor de un 10% del gas a transportar se pierde durante el proceso de licuefacción.

Una vez finalizado el proceso de licuefacción, el gas natural licuado se transporta hasta unos tanques ubicados en las propias plantas de licuefacción en donde es almacenado.

Transporte marítimo

El transporte marítimo de GNL, se realiza mediante buques metaneros. Están preparados para cargar, transportar y descargar el GNL. En función de la clase de tanques de GNL que incorporen, tenemos dos tipos, de membrana y esféricos.

Estos buques son propulsados aprovechando el gas que se va evaporando en los tanques, y que es consumido en calderas que producen vapor, el cual alimenta a las turbinas. No obstante, en los últimos años, se han estado construyendo barcos con propulsión mediante motores duales, que pueden consumir gas o gasoil.

El volumen de GNL que pueden transportar estos buques varía entre los 25.000 m³ y los 270.000 m³, aunque la mayor parte de ellos son los que tiene una capacidad entre 90.000 y 170.000 m³.

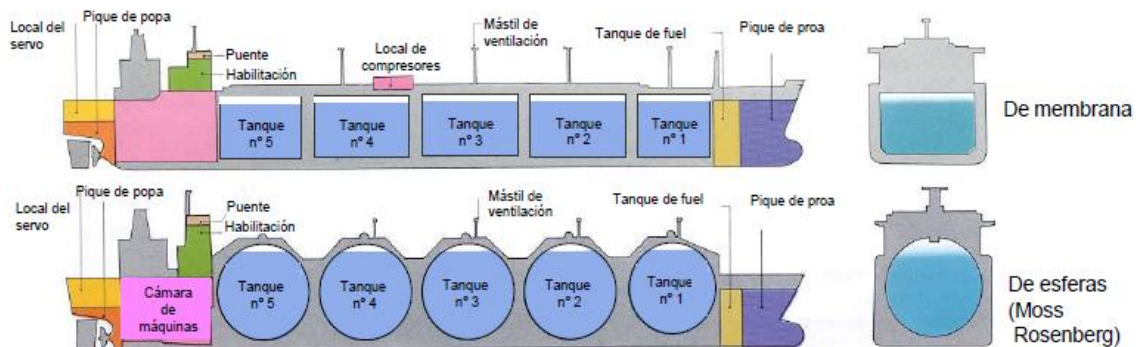


Figura 10: Tipos de buques metaneros: membrana y esfera. Fuente [6]

Entorno a un 60% de los buques metaneros son de membrana, mientras el resto son esféricos.

Regasificación

Una vez el buque metanero llega al puerto, se produce la descarga del GNL mediante los brazos de descarga del buque. Con ellos se bombea el GNL directamente a los tanques de las plantas de regasificación, en los que se almacena.

Una vez el GNL se encuentra en estos tanques pueden ocurrir dos cosas:

- 1) Que el GNL, se lleve a estado gaseoso en las plantas de regasificación, para posteriormente inyectarlo en la red de gasoductos. En la planta de regasificación, se eleva la temperatura del GNL para poder convertirlo en gas. Para ello se lleva el GNL desde el tanque a los colectores, en donde tiene lugar la vaporización, utilizando agua de mar para aumentar la temperatura, y obtener así el gas.



Figura 11: Planta regasificadora de Sagunto. Fuente [7]

- 2) Que el GNL sea cargado directamente desde los tanques a camiones cisterna, los cuales transportan el gas líquido hasta una planta satélite. Una planta satélite es una pequeña planta de regasificación con la que se suministra gas, bien a una población, o bien a un cliente final que no pueda acceder a la red general, que suele ser un consumidor industrial con suficiente demanda como para tener su propia planta regasificadora.

De las 15 plantas de regasificación de GNL que se encuentran en Europa, 6 de ellas están ubicadas en España.

Almacenamiento subterráneo

El almacenamiento subterráneo del gas natural puede realizarse en depósitos agotados, en acuíferos o en cuevas previamente depuradas de las formaciones subsuperficiales de sales, o minas abandonadas.

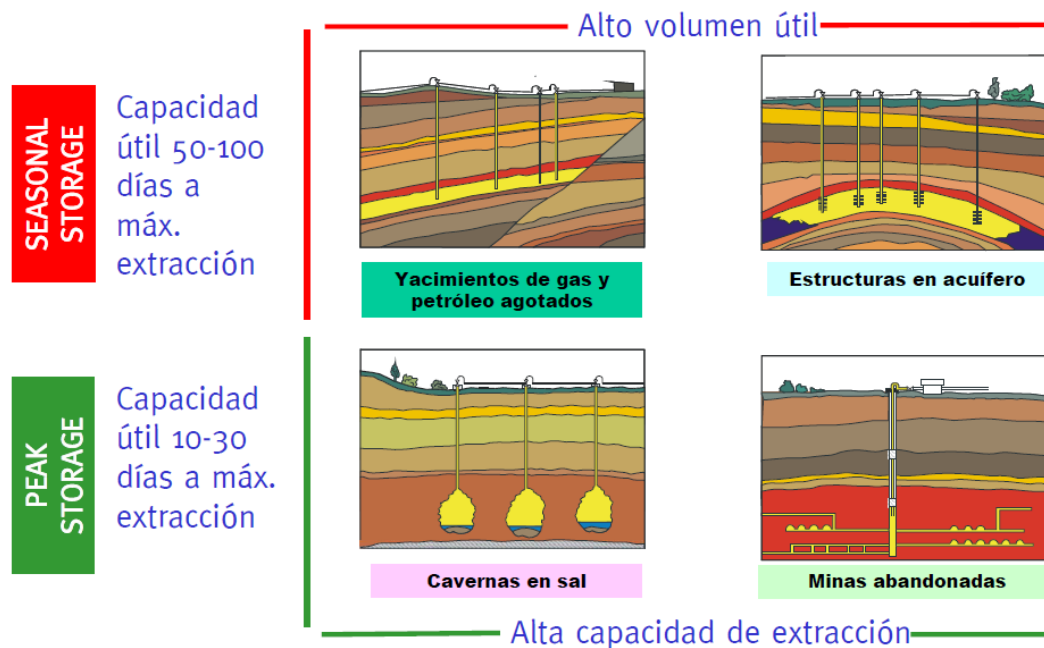


Figura 12: Tipos de almacenamientos subterráneos. Fuente [6]

En España existen 4 almacenamientos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas.

Gaviota funciona desde 1994; Serrablo, desde 1989; y Yela comenzó a operar en 2012.

La Unión Europea obliga a los países miembros a tener reservas estratégicas de gas en almacenamientos subterráneos para garantizar el suministro.

También regula las condiciones y requisitos para estos almacenamientos, con el fin de evitar posibles problemas de abastecimiento en momentos donde se producen picos de demanda. Cuando existen entornos de problemas de suministro, como los que han sucedido recientemente con la disputa entre Rusia, principal proveedor de gas a Europa central, y Ucrania, los almacenamientos cobran protagonismo.

En Alemania hay 48 de estos almacenamientos; en Francia 15; y en Italia 10.

Si el país es interior, el número de almacenamientos es superior que si el país es costero y dispone de plantas de regasificación.

2.3. RESUMEN DE LAS NORMAS DE GESTION TÉCNICA DEL SISTEMA (NGTS)

En este punto se define brevemente las normas de gestión técnica del sistema gasista, y se hace especial hincapié en el concepto de balance, cuya comprensión es necesaria para poder entender en capítulos posteriores la base en la que se sustenta el desarrollo de un hub gasista. En España, la función de gestión técnica del sistema gasista está encomendada a ENAGAS.

Programaciones

Proceso de comunicación periódica de los sujetos del sistema gasista por el que se informa a los operadores correspondientes y al Gestor Técnico del Sistema sobre su previsión/planificación de utilización de las infraestructuras en un período determinado.

Nominaciones

Proceso de comunicación diaria de los sujetos del sistema gasista a los operadores correspondientes y al Gestor Técnico del Sistema sobre su previsión de utilización de las infraestructuras en un día determinado.

Validación

Aceptación por parte del titular de una infraestructura de una propuesta de programación o nominación realizada por un usuario de la misma.

Medición y análisis

Proceso de determinación de la cantidad y calidad del gas que ha transitado por los puntos del sistema gasista definidos en el punto 1.1.



Repartos

Proceso de asignación del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado por los distintos sujetos del sistema gasista involucrados, realizado por los operadores de las instalaciones en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

Balances

Proceso de evaluación de las existencias de gas Físico, para cada una de las instalaciones; y físico y comercial, para cada usuario. Con el cálculo del balance se podrán determinar las existencias que cada usuario tiene, globalmente en el sistema y por instalación. Este proceso será realizado por el Gestor Técnico del Sistema en coordinación con los operadores de las instalaciones del sistema gasista.

Desbalances individuales

Medidas y cargos económicos aplicables a usuarios que se encuentren en desbalance de gas en el sistema gasista.

3. GAS NATURAL NO CONVENCIONAL (SHALE GAS)

En este capítulo, se planteará el problema fundamental existente en los mercados de gas natural a nivel internacional, que se puede resumir, igual que ocurre con el petróleo, en el tradicional desequilibrio que ha existido entre los países con reservas de gas natural, y los países desarrollados donde se consume gran parte de dicho gas.

Para plantear una posible solución a esta cuestión, se valorará la conveniencia o no de explotar el desarrollo del shale gas en países desarrollados, como alternativa a dicha dependencia exterior, tomando como ejemplo Estados Unidos y haciendo hincapié en las diferencias a nivel social, político, y medio ambiental existentes en Estados Unidos, respecto a los países con reserva de gas natural no convencional en Europa, entre ellos España.

3.1. INTRODUCCIÓN AL SHALE GAS

Qué es

El shale gas (gas esquisto o pizarra) es un tipo de gas natural no convencional. Su extracción se realiza mediante una técnica denominada fractura hidráulica horizontal, más conocida como fracking.

Esta técnica ha supuesto una auténtica revolución energética en los Estados Unidos, pero tiene también una serie de inconvenientes que serán expuestos a lo largo de este capítulo.

Extracción

El primer paso para realizar la extracción, consiste en realizar una perforación vertical en el terreno, a una profundidad entre 1 y 5km, para poder introducir una tubería hasta alcanzar la capa de pizarra o esquisto.

Una vez alcanzada esta capa, se realiza una perforación horizontal de entre 1 km y 2 km de longitud aproximadamente.

Para liberar el gas de la roca, es necesario fracturarla con un líquido de fragmentación formado agua, arena y distintos productos químicos.

Posteriormente, los operarios bombean miles de metros cúbicos de un líquido de fragmentación a gran presión por la tubería. Este líquido de fragmentación, formado por agua, arena y distintos productos químicos, es necesario para poder fracturar la roca, y liberar así el gas acumulado en los poros.



Figura 13: Esquema de funcionamiento de la fracturación hidráulica. Fuente [8]

Finalmente, el gas retorna a la superficie, a través de la tubería, junto al agua y los componentes químicos. El gas natural extraído se almacena en tanques, mientras que el agua residual se almacena en piscinas, para su posterior transporte a plantas de tratamiento.

Como se comentó al comienzo del capítulo, esta técnica tiene una serie de inconvenientes, sobre todo riesgos de carácter medioambiental, y elevados costes de producción, que serán analizados posteriormente.

3.2. DESEQUILIBRIO ENTRE PAISES CON RESERVAS Y CONSUMIDORES DE GAS NATURAL

Reservas mundiales

Las mayores concentraciones de gas se localizan en Oriente Medio (39,4%), seguido del conjunto de países que forman parte de la Comunidad de Estados Independientes (CEI), donde sigue destacando Rusia, que posee cerca de la cuarta parte de los recursos mundiales de gas natural. Sumando estas dos zonas se concentran alrededor del 70% de los recursos mundiales de gas natural.

	2000	2005	2010	2012	2012 (%)
América del Norte	6,5	7	9,4	10,8	5%
América Central y Sur	7,7	7,4	7,8	8	4%
Europa	8,1	6,5	5,9	4,8	2%
CEI	52,7	53,7	60,5	64,6	32%
África	11,4	14,1	14,8	14,5	7%
Oriente Medio	54,7	72,5	75,9	80,1	40%
Asia-Oceanía	11,9	13,9	16,1	17	9%
TOTAL MUNDIAL	153,1	175,1	190,4	199,9	100

Tabla 3: Reservas mundiales probadas de gas natural. Evolución. (billones de m³). Fuente [9]

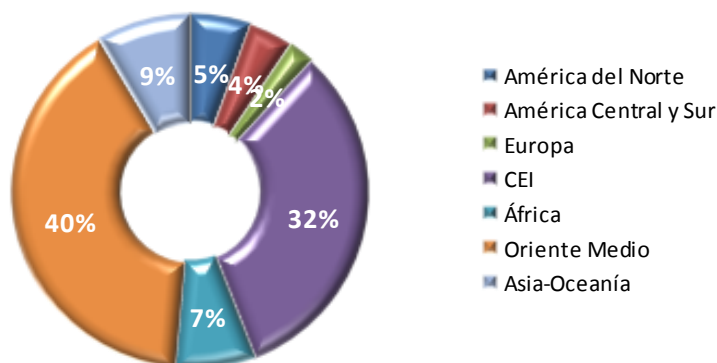


Figura 14: Reservas mundiales de gas natural (2012). Fuente [9]

Consumo en el mundo

El país con mayor consumo de gas natural en el mundo es EE.UU., con un porcentaje cercano al 22% y en una trayectoria creciente en los últimos años. Le siguen Rusia, China, Irán y Japón, por este orden, además del conjunto de países de la Unión Europea.

	2000	2005	2010	2011	2012	2012(%)
América del Norte	728,3	705,1	759,7	793,2	811,2	24,2
América Central y Sur	134,1	166,8	205,9	209,5	222,2	6,6
Europa	504,1	568,4	574,4	549,5	522,7	15,6
CEI	543,8	601,5	623,3	613,6	616,9	18,4
África	62	85,5	101,2	109,6	119,8	3,6
Oriente Medio	186	279,3	377,6	395,9	415,2	12,4
Asia-Oceanía	284,1	405,2	566,6	603,7	642,3	19,2
TOTAL	2.442,20	2.811,80	3.208,60	3.275,00	3.350,30	100

Tabla 4: Consumo de gas natural en el mundo por áreas geográficas. ($10^9 m^3$). Fuente [9]

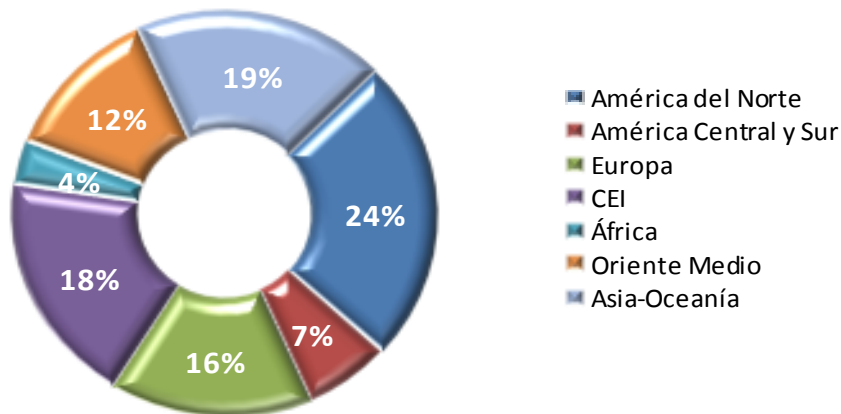


Figura 15: Consumo de gas natural (2012). Fuente [9]

Ante este desequilibrio entre países con reservas y países con elevado consumo (exceptuando Rusia), el desarrollo en los últimos años del shale gas en EEUU ha tomado protagonismo en otros países con reservas de gas no convencional.

El sector gasista sigue estando marcado por dos hechos fundamentales:

- El incremento de la producción de shale gas en EE.UU., situándose como primer país productor a nivel mundial por tercer año consecutivo.
- La consolidación de Japón como destino principal de los buques metaneros de GNL, al convertirse el gas natural en la principal fuente de reconstrucción del país tras el tsunami del año 2011.

La Agencia internacional de la Energía (AIE) pronostica un escenario favorable a nivel mundial para el gas natural en los próximos años. El aumento en las reservas de gas, como consecuencia del desarrollo del shale gas, y el efecto que puedan incorporar a los precios, podrán aumentar la demanda de gas en más de un 50% entre 2010 y 2035.

3.3. REDUCCION DE LA DEPENDENCIA EN EE.UU COMO CONSECUENCIA DEL IMPULSO AL SHALE GAS

Evolución del precio del gas natural en EEUU

El impacto que ha tenido el desarrollo del shale gas, sobre el precio del gas natural en el Henry Hub estadounidense, ha sido relevante.

En la siguiente gráfica se puede observar, la evolución del precio del gas natural en el Henry Hub estadounidense, (en €/MWh), y la comparativa respecto al precio en Europa (tomando el hub británico NBP como referencia) y en Japón.

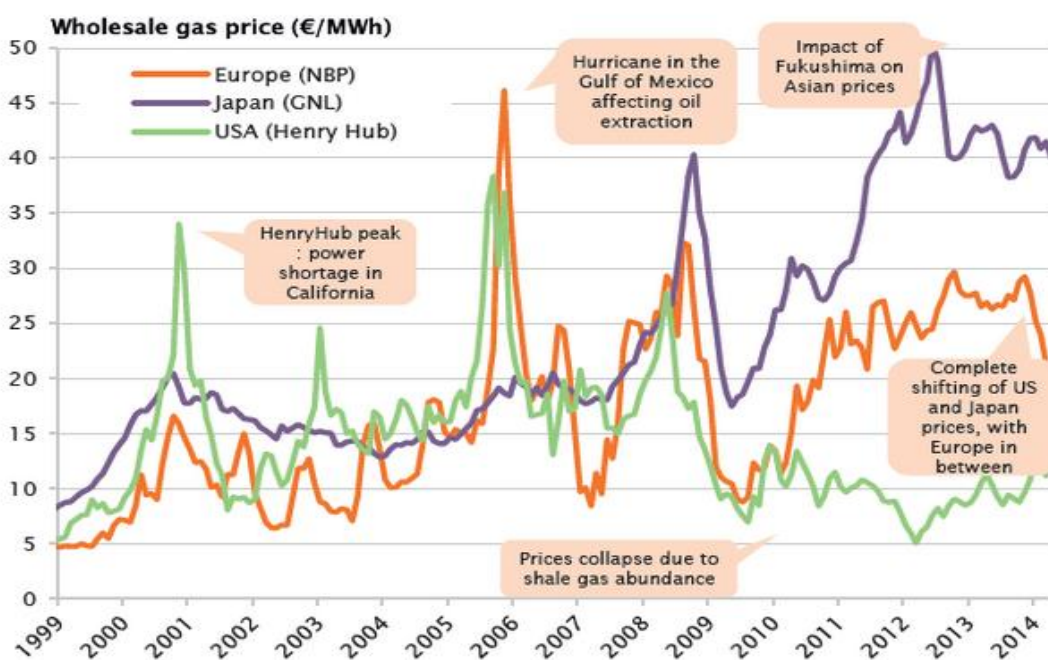


Figura 16: Evolución y comparativa del precio del gas en el mercado mayorista norteamericano, europeo y japonés. Fuente [10]



El aumento de la oferta de combustibles fósiles que supone la explotación de estos yacimientos no convencionales tiene consecuencias geopolíticas, como una menor dependencia del petróleo que proviene de Oriente Medio, y de gas natural procedente de Rusia.

En el documento World Energy Outlook (Nov 2012), editado por la Agencia Internacional de la Energía, se refleja que Estados Unidos se convertirá en el mayor productor de petróleo del mundo en 2020, y es previsible que en 2030 se convierta en exportador neto.

En el año 2000, el shale gas suponía alrededor del 1% de la oferta total de gas de Estados Unidos. En el año 2010 representaba más del 20% del total, y las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, estiman que el incremento se puede elevar hasta el 50% del total.

Por otro lado, en el World Energy Outlook de 2013, se concluye que el gas será crucial en la competitividad económica, teniendo como principal beneficiario a EE.UU, gracias a que el gas barato como consecuencia del shale gas, y una caída relativa de los precios de la electricidad, están logrando una ventaja competitiva en los precios de los productos industriales, en relación con Japón, Europa e incluso China.

Esto es así, debido a que en industrias intensivas en energía, el precio de la misma constituye entre el 30 y 70% de los costes totales de producción

3.4 VALORACION DEL POSIBLE DESARROLLO DEL SHALE GAS EN EUROPA Y ESPAÑA

La mayoría de los especialistas señalan que el caso de EE.UU no se repetirá en la misma magnitud en Europa, debido fundamentalmente a cuatro motivos: menores reservas probables, mayor densidad de población y distinta situación jurídica de los propietarios del suelo, y evolución del precio del petróleo a la baja.

Países con reservas de shale gas en Europa

La exploración de shale gas, se encuentra en estado poco avanzado, como consecuencia de la división interna en la Unión Europea.

La Agencia Internacional de la Energía, considera que Europa tiene el mayor porcentaje de shale gas repartido por tres cuencas (aproximadamente 35 billones de cc):

- Polonia, Suecia y Noruega
- Dinamarca, Holanda y Reino Unido
- Francia y Alemania

La Comisión Europea, ha renunciado por ahora a realizar una normativa específica sobre el “fracking”, delegando esta competencia en los estados.

Por el momento los que más oposición han mostrado han sido Francia, Holanda, Luxemburgo, en donde ha sido prohibido, y en Republica Checa y Bulgaria, con moratorias.

En el siguiente gráfico se puede observar que estados han dado luz verde, cuales tienen moratorias parciales, y cuales prohibiciones o moratorias:

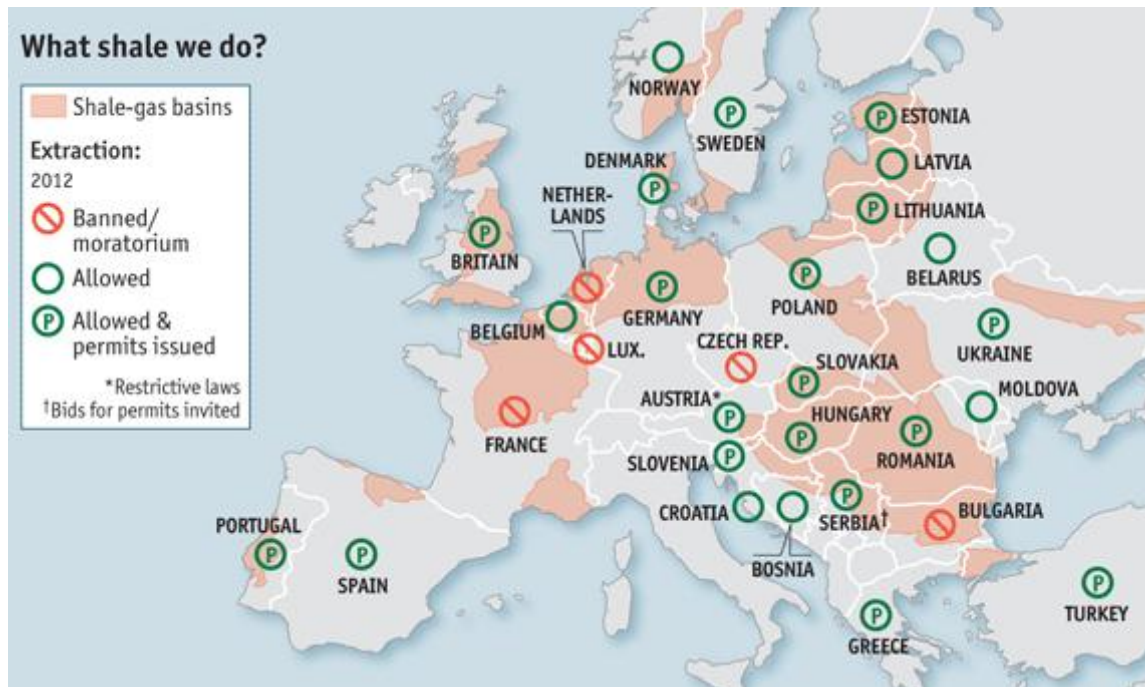


Figura 17: Mapa de situación europea respecto al desarrollo del shale gas. Fuente [11]

¿Qué podría suponer un desarrollo del shale gas?

Según la Agencia Internacional de la Energía, la unión de la mayor independencia energética de EEUU, y la multiplicación de la demanda de los países emergentes provocará un auténtico giro hacia el este del comercial mundial de petróleo y gas, con las consiguientes consecuencias geopolíticas.

Uno de los efectos que se han visto recientemente, es que para competir en precio con el shale oil, los países de la OPEP ha decidido aumentar su oferta, para que el precio del Brent disminuya a valores en torno a los 50 - 60 \$/barril. Esto influye en el precio del gas natural que pagan muchos consumidores industriales. De momento, gran parte de los contratos de gas natural van indexados a fórmula Brent/tipo de cambio, por lo que se ven favorecidos, (si bien la bajada no es proporcional a la bajada de Brent, debido a que el tipo de cambio €/€ también ha bajado por lo que suaviza la bajada tan brusca).

Un desarrollo en los próximos años del gas no convencional en Estados Unidos, posibilitará que los países productores del continente americano, tengan mayor relevancia, dando un contrapeso occidental al tradicional dominio de estos recursos en Oriente.

Los países que se ven favorecidos son Canadá, Estados Unidos, Venezuela y Argentina

Los hidrocarburos no convencionales extraídos por fracking, y otras técnicas que hasta ahora se consideraban demasiado caras, aumentarán la producción de gas y petróleo en el planeta, lo que puede dar como resultado una reducción en los precios, y un desvío de la inversión extranjera en países cuya economía se basa en la explotación de recursos naturales.

Países que se verían perjudicados y forzados a bajar sus precios de venta, son Nigeria, Arabia Saudí, Irán y Rusia.

Las zonas a las que afecta directamente este futuro aumento en la oferta, y posible reducción en el precio del gas natural, son aquellas en donde más energía se demanda: Asia, con China como primer comprador de petróleo del planeta, seguido de India y Europa, donde la Unión Europea aumentará sus factura energética debido a su alto consumo de recursos naturales

Inconvenientes de la fracturación hidráulica

Los principales inconvenientes que genera la extracción de shale gas mediante fracking, son los siguientes:

1) Aguas contaminadas

La mayor parte de las violaciones medioambientales como consecuencia del fracking en EE.UU, son debido al desbordamiento de piscinas, la ruptura de tuberías o el reflujos directo de las aguas contaminadas a ríos.

Las piscinas pueden romperse debido a las enormes cantidades de aguas residuales almacenadas, o incluso éstas se reinyectan en la tierra, con las posibles consecuencias para el suelo.

Si se extiende la producción de gas no convencional, el Parlamento Europeo considera fundamental el desarrollo de tecnologías para el reciclaje de las aguas contaminadas, y opta por sustituir las piscinas por tanques, pese al aumento de los costes.

2) Emisiones de gases de efecto invernadero

Cuando el agua empleada vuelve a la superficie en forma de residuo, el metano que contiene el gas esquisto se quema o se deja salir a la atmósfera. Los datos indican que es 25 veces más perjudicial que el CO₂ de cara al calentamiento global. Así, el relativo ahorro de emisiones que supone el gas natural sobre el carbón se desvanece en las explotaciones de gas esquisto.

La Agencia Medioambiental de EE.UU, (EPA) ha puesto en marcha nuevas regulaciones para limitar las emisiones de metano. Considera que eliminar las emisiones de metano y reducir su quema al máximo, es fundamental para que el sector sea creíble en su lucha contra el calentamiento global pese al encarecimiento que supondrá.

3) Coste de producción

Actualmente el coste de extracción del gas de pizarra es más elevado de lo previsto, lo cual disminuye la rentabilidad y fuerza a las empresas a tener que endeudarse para poder continuar invirtiendo en nuevos pozos. En particular, la evolución del petróleo en los últimos meses ha paralizado el desarrollo del Shale oil y Shale gas en muchos países, al no ser rentable.



4) Otros inconvenientes

Además de los ya comentados anteriormente, el fracking tiene otros inconvenientes, como son las grandes cantidades de agua que requiere, la contaminación acústica que genera el trabajo de perforación, el transporte de residuos, y el riesgo de terremotos.



4. MERCADOS ORGANIZADOS DE GAS NATURAL EN PAÍSES DESARROLLADOS: HUBS

En este capítulo se pretende, como paso previo a la valoración posterior del desarrollo de un hub gasista en España, conocer cuál ha sido la evolución, desde los últimos años hasta la actualidad, de los principales hubs gasistas existentes en Europa y EE.UU.

A modo de introducción, y para facilitar la comprensión de posteriores capítulos, se explicarán brevemente las razones por las que existe la compra-venta de gas natural, y cuáles son los mecanismos que existen para la negociación del gas natural.

Una vez asimilados estos conceptos básicos, que forman parte de cualquier mercado de gas natural, se explicará que es un hub gasista, y qué diferencias existen respecto al concepto de mercado organizado de gas natural, para después pasar a exponer como ha sido el desarrollo de los principales hubs gasistas en el mundo, y que características poseen, finalizando con una comparativa de precios entre ellos.

4.1. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE LA COMPRA Y VENTA DE GAS NATURAL

Con el crecimiento a nivel mundial del consumo de gas natural que ha tenido lugar en los últimos años, se ha ido desarrollando un mercado de compra-venta de gas, en un entorno de liberalización del sector gasista, principalmente en los Estados Unidos y en Europa.

Estos procesos de liberalización han ido sustituyendo modelos del sector gasista de carácter regulado, por otros liberalizados y abiertos a la competencia, que han permitido el acceso de terceras partes a la comercialización de gas, y a las infraestructuras del sistema gasista (redes de transporte, distribución, almacenamientos subterráneos, plantas de regasificación, etc)

Una de las particularidades de la compra-venta de gas, es que puede realizarse tanto con carácter físico, cuando se produce la transferencia real de las moléculas de gas negociadas, como con carácter financiero, cuando las posiciones negociadas se compensan y liquidan financieramente.

¿Por qué motivos se realiza compra y venta de gas?

Entre las razones por las que se realiza compra-venta de gas, suelen estar el cumplimiento de alguno/s de los siguientes objetivos:

- ***Satisfacción de necesidades energéticas directas:*** los consumidores compran gas para satisfacer sus necesidades, y los comercializadores y productores de gas compran y venden, para poder llevar a cabo su propia actividad de negocio.

- ***Operaciones de balance de gas:*** el cumplimiento de unas normas de balance de gas lo suficientemente estrictas, es necesario para garantizar la seguridad de suministro. Por esta razón, también se realiza la compra-venta de gas, con el objetivo de cumplir con las normas de balance impuestas a los usuarios de las redes de transporte y distribución. Como ya se explicó en el capítulo 2, el balance de gas de un usuario, se calcula como la suma de sus entradas y salidas de gas dentro del sistema.

- ***Cobertura y la gestión de riesgos:*** los agentes que forman parte del sistema gasista, están expuestos al riesgo de variaciones del precio del gas o del volumen de la oferta/demanda de gas esperadas. Para aminorar estos riesgos a los que se enfrentan los agentes, y para intentar garantizar el margen, o al menos los costes, sobre sus actividades de negocio, los agentes pueden negociar operaciones de compra o venta de gas para cumplir estas premisas.

- **Trading especulativo:** como en cualquier otro mercado, existe también la posibilidad de realizar una actividad llevada cabo con la única finalidad de obtener un beneficio, mediante la negociación de operaciones de compra-venta que anticipen movimientos del mercado.

¿Qué mecanismos existen para la negociación de la compra-venta de gas?

Existen diferentes mecanismos que posibilitan las operaciones de compra-venta de gas.

En función de los objetivos y características de cada operador, y de los mercados y sistemas gasistas en los que opere, tendrá mayor relevancia un mecanismo u otro.

Los principales mecanismos para la negociación de la propiedad del gas son:

- **Negociaciones bilaterales directas:** este mecanismo de negociación se utiliza para la negociación de grandes volúmenes de gas, y conlleva la entrega física del mismo, normalmente durante largos periodos de tiempo, siendo además, el mecanismo de negociación habitual para materializar los contratos internacionales de suministro de gas, desde los países productores hasta los países con mayor demanda.

Los contratos son negociados individualmente, con términos y cláusulas no estandarizadas.

La característica típica de este tipo de contratos a largo plazo, es la existencia de cláusulas “take-or-pay” (TOP). Estas cláusulas obligan al comprador a pagar un volumen mínimo de gas en un periodo de tiempo determinado, independientemente del volumen de gas entregado durante el periodo. Si el comprador paga más gas que la cantidad de gas que recibe, éste adquiere el derecho a recibir la parte restante en el futuro.

Las cláusulas “take-or-pay” aseguran un ingreso constante al vendedor, independientemente del gas entregado al comprador para satisfacer su demanda final.

- **Negociaciones Over-The-Counter (OTC):** también son contratos bilaterales, pero se diferencian de los contratos bilaterales directos, en la existencia de condiciones estándar en función de especificaciones definidas de antemano. Esto facilita la negociación y posibilita que exista una mayor homogeneidad en los contratos. Aun así, tratándose de contratos bilaterales, este mecanismo de negociación no está exento de riesgos de contraparte.
- **Negociaciones realizadas a través de un mercado organizado (“exchange”):** mediante el mercado organizado, se garantizan las transacciones con condiciones estandarizadas, en donde participa un tercero (operador del mercado), que es quien establece las normas para la gestión de las operaciones. Además, el operador del mercado proporciona una plataforma para facilitar la ejecución de las operaciones y asegurar el anonimato, e involucra a una cámara de compensación, que actúa como contraparte de todas las negociaciones, y que liquida, compensa y asume los riesgos de contraparte de las operaciones.
- En la siguiente tabla se resumen las diferencias principales entre las tres modalidades:

	BILATERAL DIRECTO	OTC	MERCADO ORGANIZADO
Método de compra-venta	Contacto personal	A través de bróker mediante plataforma electrónica o teléfono	Plataforma electrónica pública
Uso principal	Productos no estandarizados y grandes volúmenes	Todos los productos líquidos y estandarizados	Todos los productos líquidos y estandarizados
Contraparte	Otra compañía	Otra compañía	El mercado organizado
Grado de anonimato	Ambas partes conocen la identidad del otro antes del acuerdo	Ambas partes publican su identidad tras el acuerdo	Total anonimato
Grado de transparencia	Nulo	Medio	Alto
Costes de transacción	Bajos	Medios	Altos

Tabla 5: Diferencias entre modalidades existentes de compra-venta de gas. Fuente: Elaboración propia

4.2. ¿QUÉ ES UN HUB?

Para poder comprender el desarrollo de los mercados organizados de gas en Europa, es conveniente tener claras las diferencias que existen entre los términos que van ligados al concepto global de “hub”.

Estos términos son: *mercado de gas natural, hub gasista y mercado organizado de gas natural*.

Como síntesis se puede afirmar que, los mercados organizados de gas natural, se desarrollan alrededor de lo que se conoce como “hub gasistas”. Con el tiempo, estos mercados organizados de gas natural, han pasado a denominarse también “hubs” de gas por extensión.

Se puede dar la circunstancia, por ejemplo, en la que en una localización pueda existir un hub gasista, en el cual aún no se haya desarrollado un mercado organizado de gas natural a partir de su presencia.

Para aclarar los diferentes términos se van a desarrollar cada uno de ellos por separado.

4.2.1. Mercado de gas natural

El mercado de gas natural abarca todas las transacciones de gas que se ejecutan para el suministro de gas en un país en concreto.

Engloba al mercado mayorista de gas (en el que tienen lugar transacciones entre agentes, sin que la finalidad de las mismas sea el consumo final de gas) y al mercado minorista de gas (representado por transacciones que tienen como objetivo el consumo final del gas).

El mercado mayorista de gas natural, incluye todas las transacciones mayoristas de gas en los diferentes plazos posibles (ajustes de muy corto plazo, perspectiva intradiaria,

diaria, de medio plazo y de largo plazo), que pueden ser realizadas de forma bilateral (OTC), o bien mediante un mercado organizado.

4.2.2. Hub gasista

Dentro de un mercado nacional de gas natural, pueden hallarse los denominados hubs gasistas, o simplemente, hubs.

El “European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)”, define un hub como un punto físico (local) o virtual (nocial), en el sistema de transporte de gas, donde las transferencias de gas natural pueden producirse con el apoyo logístico de un organismo (no siempre el TSO), que ofrece como mínimo el seguimiento de las transferencias de propiedad, contratos estandarizados para la negociación a precios libremente negociados y otros servicios.

En general, un hub es una localización física o virtual dentro de un sistema gasista, en la que se puede transferir la propiedad legal de gas entre diferentes agente compradores o vendedores, con la particularidad de la existencia de una tercera parte, además del comprador y el vendedor, que ofrece servicios de gestión de los títulos propiedad del gas.

En los hubs, el mecanismo típico de compra-venta es la negociación OTC, ya que la compra-venta de gas gestionada por un tercer agente, requiere que las operaciones sean estandarizadas en la medida de lo posible. El objetivo de las mismas, es satisfacer las necesidades energéticas a medio/corto plazo, las operaciones de balance de gas, la cobertura y gestión de riesgos, y el trading especulativo.

Cuando el tercer agente (operador del mercado) proporciona una plataforma de mercado, que consiste en un sistema de información que permite la negociación, y además asume el papel de contraparte en las negociaciones, entonces se crea, dentro del hub gasista, un mercado organizado de gas natural.

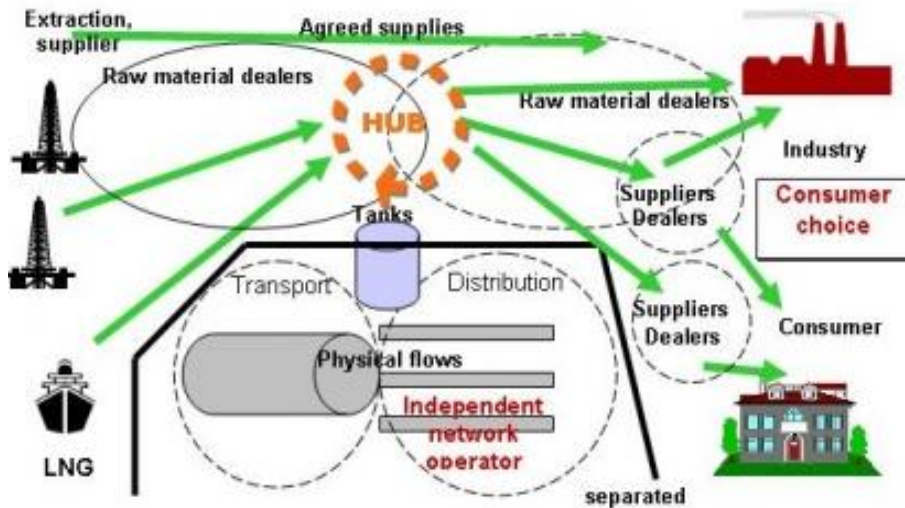


Figura 18: Gráfico esquemático de la función de un hub como intermediario. Fuente: [13]

Se diferencian dos tipos de hubs: físicos y virtuales.

Hub físico

Los hubs físicos están ligados a nudos de infraestructuras gasistas de gran capacidad (gasoductos de transporte, conexiones internacionales, plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, etc), destinadas, con frecuencia, al tránsito internacional de gas. Por esta razón, suelen encontrarse cerca de las fronteras entre países, y actúan en gran medida como distribuidores de los flujos internacionales de gas.

En este tipo de hubs, la mayoría de las operaciones suelen ser bilaterales y OTC, con entrega física del gas. Además en los hubs físicos, los mercados organizados tienen poca presencia, al igual que los futuros.



Figura 19: Ejemplo de hub físico (hub Zeebrugge, en Bélgica). Fuente: [14]

En el siguiente punto de este capítulo, en donde se analizarán los principales hubs en Europa y EE.UU, se podrá ver con más detalle como dos de ellos (Zeebrugge y CEGH) corresponden a este esquema de hub físico, con la salvedad que el CEGH ya se ha convertido a principios de 2013 en un hub virtual, y el Zeebrugge tiene previsto la creación, a corto plazo, de un hub virtual paralelo al hub físico.

A continuación, se describe el porqué de las iniciativas de paso de hub físico a virtual.

Hub virtual

Por un lado, los volúmenes de gas negociados en los hubs virtuales no están tan condicionados a las capacidades de infraestructuras gasistas, ni a la existencia de flujos de gas físicos, por lo que la generación de liquidez en este tipo de hubs no está restringida por estos factores.

Por otro lado, para cumplir con el objetivo de conseguir, a medio plazo, un modelo de mercado europeo del gas basado en zonas de balance, al menos de ámbito nacional, con mercados organizados, (Gas Target Model), la legislación europea impone un sistema de peajes de transporte en todos los países europeos, basado en peajes de entrada y salida de zonas virtuales.

Favorecer una mayor liquidez, e ir encaminándose hacia un mercado europeo gasista, son los motivos principales del impulso en la transformación de hub físicos a hubs virtuales.

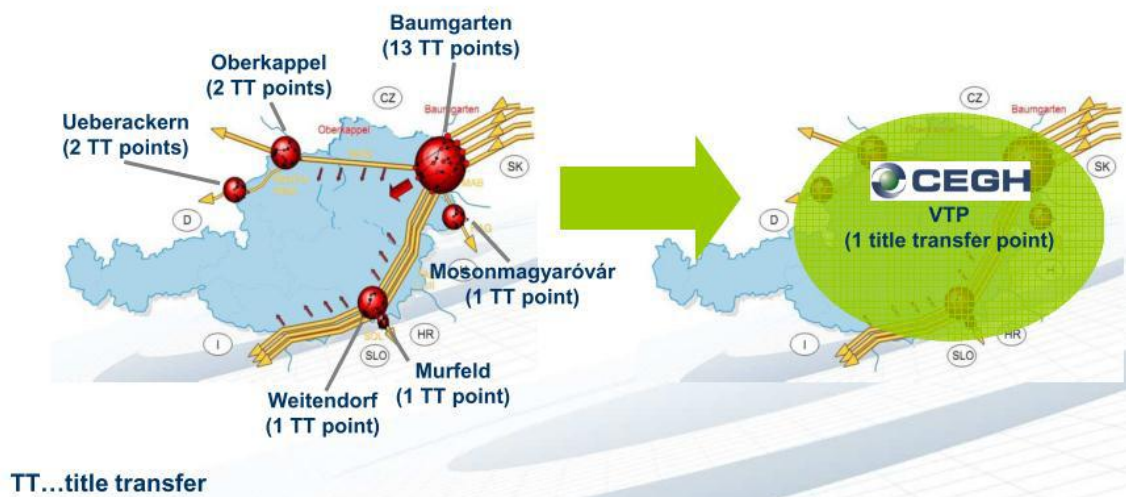


Figura 20: Ejemplo de tránsito a hub virtual (hub CEGH, en República Checa). Fuente: [15]

Inicialmente los hubs virtuales tenían una función instrumental para facilitar el cumplimiento del balance de gas en las redes de transporte. Pero debido a que las transacciones financieras han cobrado mucho peso en este tipo de hubs, actualmente los hubs virtuales no solo cumplen la función de favorecer el balance de gas, sino que también satisfacen necesidades energéticas directas, y proporcionan posibilidad de cobertura y gestión de riesgos a medio y largo plazo.

Por tanto, el papel de los mercados organizados en los hubs virtuales, toma, a diferencia de lo que sucedía en los hubs físicos, una importancia vital para fomentar las transacciones de carácter financiero, ofreciendo productos de futuros para anticipar aprovisionamiento y/o cubrir riesgos.

4.2.3.Mercado organizado de gas natural

Como se indicó en el punto anterior, para que se configure un hub gasista debe operar una tercera parte, además del comprador y el vendedor, que gestione los títulos de propiedad del gas.

Los mercados organizados de gas natural, además de esta tercera parte que se necesita para que exista un hub gasista (operador del hub), añaden otras dos figuras adicionales: el operador de mercado y la cámara de compensación. A continuación se definirán brevemente estos tres agentes que conforman un mercado organizado de gas natural:

- ***Operador del hub***: es quién garantiza la entrega física del gas negociado en el hub. Para ello se encarga de registrar las operaciones físicas y gestionar el tránsito del gas mediante las infraestructuras existentes en el hub. Generalmente, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) y/o el transportista de gas (TSO), es el encargado de realizar las funciones de operador del hub.
- ***Operador del mercado (o “exchange”)***: es el responsable de proporcionar la plataforma electrónica para la negociación de gas entre los diferentes agentes del mercado. Se encarga de recepcionar las ofertas de compra-venta de gas, y comunicar al operador del hub las órdenes de compra-venta de gas casadas en el mercado, para que puedan ser incluidas en el balance de gas de cada usuario del sistema.

Además se encarga de registrar y publicar cada día, a través de la plataforma electrónica, los precios y volúmenes negociados de cada uno de los productos estandarizados del mercado.

- **Cámara de compensación:** es la encargada de actuar como contraparte de todas las negociaciones realizadas mediante el operador del mercado, y de cubrir el riesgo de impago de alguna de partes, garantizando de este modo el buen funcionamiento del sistema.

Cuando un mercado organizado de gas natural alcanza su grado máximo de desarrollo y madurez, permite que un usuario pueda realizar compra-venta de gas natural para satisfacer cualquiera de los cuatro objetivos mencionados en el punto anterior por los que se realiza dicha compra-venta (necesidades energéticas, balance, gestión de riesgos, especulación).

En función del tiempo de entrega del gas negociado, podemos diferenciar dos tipos de compra-venta:

- **A corto plazo (Spot):** el plazo de entrega física de gas es inferior a una semana desde que se ejecuta la operación de compra-venta. Estas operaciones se realizan para satisfacer las necesidades de cumplimiento de balance de gas, y evitar así penalizaciones por estar desbalanceado, y para ajustar las necesidades de oferta/demanda de gas a corto plazo del agente.
- **A largo plazo (Futuros):** el plazo de entrega del gas es superior a un mes desde la fecha de la operación. Estas operaciones se llevan a cabo para cubrir necesidades energéticas directas (operaciones físicas) y para realizar cobertura y gestión de riesgos (operaciones financieras), ambas a medio y largo plazo.

Como comentario final a este apartado, en el que se han definido y caracterizado los conceptos de mercado de gas natural, hub gasista (físico y virtual), y mercado organizado de gas natural, indicar que mientras que en los mercados nacionales de gas y en los hubs físicos predominan las operaciones de compra-venta con entrega física del gas, en los hubs virtuales y en los mercados organizados de gas, aparte de las operaciones con entrega física del gas, también tienen mucha relevancia las operaciones de carácter financiero, en las que las posiciones se compensan y liquidan financieramente.

4.3. PRINCIPALES HUBS GASÍSTAS EN EL MUNDO: EVOLUCIÓN Y COMPARATIVA DE PRECIOS ENTRE ELLOS

Para tener una referencia sobre el punto en el que se encuentra España como posible escenario de desarrollo de un mercado organizado de gas, a continuación, se va a describir el origen, evolución y el grado de desarrollo en el que se encuentran de cada uno de los principales hubs en Europa y EE.UU, haciendo especial hincapié en describir las características de cada uno de ellos, que función cumplen dentro del mercado de gas natural, y que grado de liquidez poseen. Finalmente se realizará una comparativa de precios entre ellos.

Los hubs que se describirán y analizarán en este punto, son los hubs con mayor relevancia de Europa: TTF holandés y NBP británico.

El resto de hubs europeos son:

- Zeebrugge (ZEE) en Bélgica, creado en 1999.
- Punto di Scambio Virtuale (PSV), en Italia, creado en 2003.
- Los tres Point d'Echange de Gaz (PEG Nord, PEG Sub y TIGF), en Francia, creados en 2004.
- Central European Gas Hub (CEGH), en Austria, creado en 2005.
- Gas Transfer Facility (GTF), en Alemania, creado en 2006.

- Gaspool y NetConnect Germany (NCG), en Alemania, creados en 2009 (aunque ambos tenían antecesores).
- Austrian Virtual Trading Point (Austrian VTP) en Austria, en 2013.

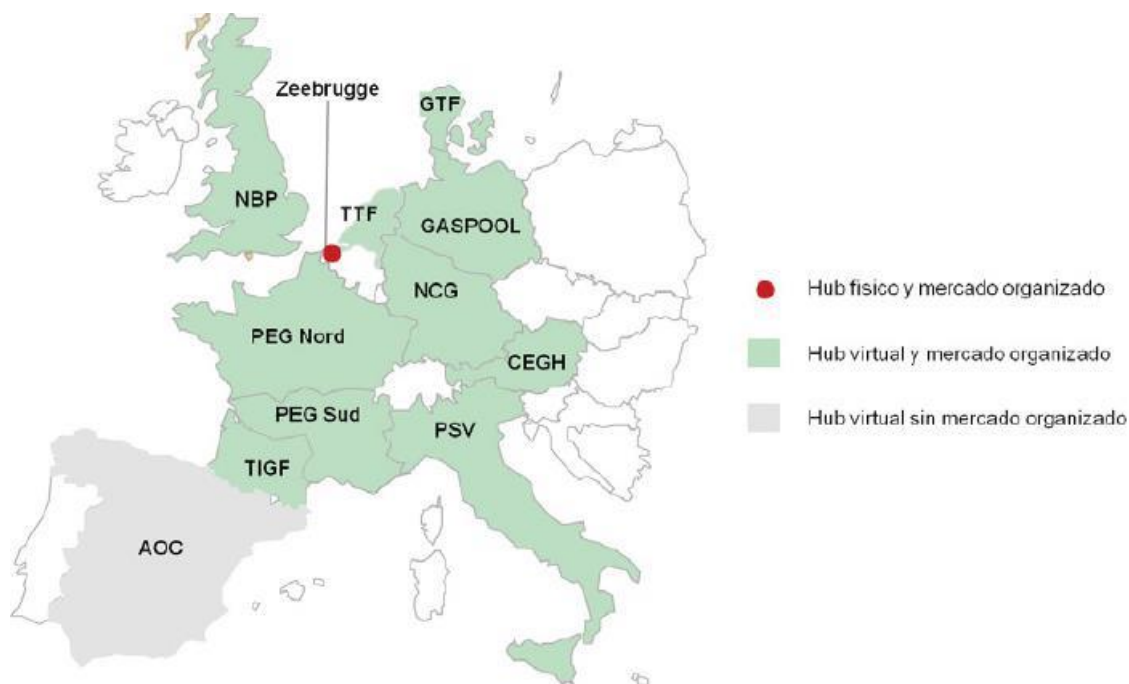


Figura 21: Mapa de hubs gasistas europeos. Fuente [16]

A estos tres hubs europeos habría que sumar por importancia, al Henry Hub en EEUU (Lousiana). Constituye una referencia histórica en los mercados de gas, y presenta una gran referencia a nivel mundial. Pero las características de este hub no son aplicables a un hub en España, ya el mercado del gas en EEUU, tanto en normativa como en red de infraestructuras, difiere en gran medida a las características que presenta el mercado gasista en los países de Europa.

Indicadores de precio de los principales hubs

Los factores que influyen fundamentalmente en el precio del gas natural de los principales hubs son:

- La oferta y la demanda que afecta fundamentalmente al precio del mercado spot
- La cotización de los valores, no solo de gas natural sino también de otras “commodities” como el petróleo, la electricidad y el carbón.
- Cambios en las condiciones climatológicas.
- Cuestiones geopolíticas y macroeconómicas, como por ejemplo posibles conflictos políticos en países donde se realiza la extracción y producción, recesiones económicas, el accidente nuclear de Fukushima, etc
- Restricciones técnicas como problemas de mantenimiento de la red de distribución o en la red de transporte.
- Cambios legislativos
- La cotización en el precio de GNL , que ha pasado de ser una fuente de suministro marginal en los mercados europeos a ser una fuente fundamental
- La estación del año. En invierno los precios dependen en mayor medida de la oferta/demanda, y en verano depende más de la capacidad de almacenamiento ya que el verano es época de inyección de gas.
- El grado de independencia y autoabastecimiento mediante explotación y producción propia.
- El número de interconexiones y el grado de diversificación del origen del gas.

4.3.1. El mercado de gas natural holandés

En este punto se realizará un análisis del mercado de gas holandés, y de su *hub* el “Title Transfer Facility” o TTF. Este análisis nos será útil para conocer la evolución que ha tenido este mercado hasta llegar a ser estable

4.3.1.1 Características principales del mercado holandés y estructura del TTF

Características principales del mercado holandés

El gas natural tiene una gran relevancia en el mix energético del país, siendo el gas natural el 47% de la energía primaria consumida en Holanda.

La producción propia de Holanda, a diferencia del resto de países de la zona continental europea, es muy elevada, con capacidad de poder cubrir la demanda nacional y exportar

a otros países. En 2011 la producción propia fue de 846 TWh, lo cual representa un 185 % del consumo nacional.

Esta elevada capacidad de producción otorga una gran flexibilidad al sistema, que le permite tener una capacidad de almacenamiento baja en relación al consumo de gas.

Las reservas totales en 2011 se estimaron en 14035 TWh. Según vayan viéndose reducidas dichas reservas, será necesario que el sistema incorpore también gas natural procedente de otras fuentes. La disponibilidad de gas natural se podrá garantizar con aprovisionamiento a través de gasoducto procedente de Rusia o Reino Unido, con importaciones de GNL procedentes de los principales países productores, o bien incrementando de la capacidad de almacenamiento en el país.

La siguiente gráfica representa el consumo de gas natural por sectores

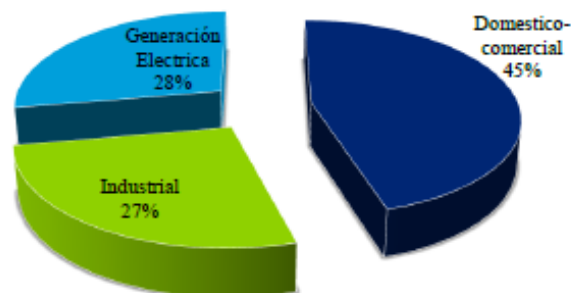


Figura 22: Consumos por sectores en Holanda (2010). Fuente [17]

Si se observa la figura anterior, se puede apreciar como el sector doméstico es que el tiene mayor peso, con un consumo de 208 TWh en 2010. Esto provoca que dentro de un año natural haya cambios importantes en la demanda, produciéndose picos en los meses de invierno para cubrir demanda por el uso de calefacciones, mientras que los meses de verano el consumo disminuye.

En el sector de generación eléctrica las centrales de ciclo combinado tienen una gran relevancia dentro del mix energético del país. En el año 2010 el consumo destinado a los ciclos combinados fue de 127 TWh.

Estructura del TTF

El **TTF** es un hub virtual que está asociado a una zona geográfica conectada mediante gasoductos, formando una única zona de balance, y posibilitando a los agentes participantes en el mercado contratar capacidades de manera flexible.

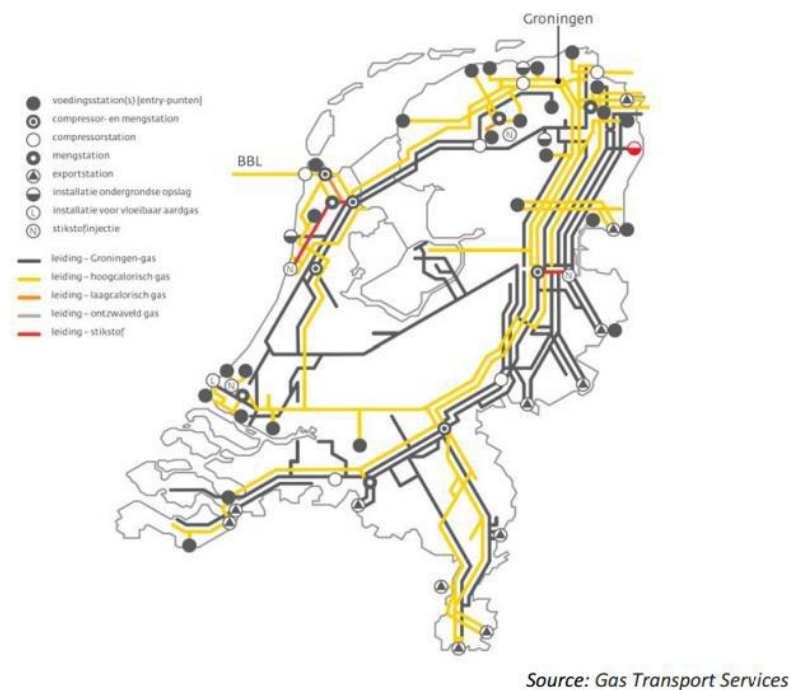


Figura 23: Mapa de la red de transporte de gas natural en Holanda. Fuente [18]

Holanda posee una red de transporte muy desarrollada con numerosas conexiones internacionales. Entre ellas destacan las siguientes:

- el gasoducto hacia el Reino Unido
- la conexión con Bélgica
- la conexión con Noruega

En cuanto a las entradas y salidas de GNL, destaca la terminal de carga/descarga de Rotterdam, que tiene una capacidad de 365 GWh/día.

Esta elevada capacidad en el tránsito de gas permite que el área de influencia del hub se extienda, consiguiendo así un mayor número de participantes.

El operador de la red de transporte, responsable de su operación y desarrollo, es Gasunie Transport Services (GTS).

En relación a la normativa de operación, el mercado holandés se rige por mecanismos que exigen a los usuarios del sistema cumplir el balance horario, diario y acumulado. Establece penalizaciones a los usuarios que se encuentran fuera de balance, con unas tolerancias fijas en torno al 2% por desequilibrios horarios y diarios, y de un 4% por desequilibrios acumulados.

4.3.1.2. Operadores del TTF

Operador del hub

En el TTF el operador del hub es Gasunie Transport Services (GTS). Es el encargado de registrar los cambios de titularidad del gas (title transfer), y de registrar las operaciones y entregas físicas en el hub.

Esta sociedad pertenece a Gasunie que es el TSO de Holanda y también posee la red de transporte. Lo cual es una ventaja ya que permite la participación del TSO como operador del hub, haciendo posible que la negociación y el transporte puedan estar integrados

Operadores de mercado

En el TTF actúan tres operadores de mercado distintos. Los operadores de mercado del TTF tienen las siguientes funciones:

- Aportar la plataforma electrónica accesible para los usuarios,
- Realizar la casación de la oferta y la demanda
- Registrar los volúmenes negociados
- Establecer requerimientos y garantías y requisitos para participar en el mercado.

Estos operadores son:

- APX-ENDEX: opera en el mercado spot, futuros y clearing OTC. Es el resultado de la fusión entre los operadores APX (productos spot) y ENDEX (futuros) en el año 2008. Su cámara de compensación (clearing) para los productos spot es APX-ENDEX Clearing, y para los futuros es European Commodity Clearing (ECC), si bien esta última es externa a la compañía.
- EEX: opera únicamente en el mercado spot. Su cámara de compensación es ECC.
- ICE futures: opera con futuros y además de ofrecer clearing en OTC. Su cámara de compensación es ICE Clear.

El siguiente cuadro, resume las especificaciones técnicas de los tres operadores:

	APX_ENDEX	EEX	ICE
Tipo de Productos			
Spot	BOD, 12-horas, D-1, D-2, BOW, BOD, D-1, D-2 WEND, WDNW		
Forward	3 meses, 4 quarters, 6 seasons, 4 años		37-53 meses, 6 quarters, 8 seasons, 4 años
Ventanas de operación			
Spot	24 horas al día 7 días a la semana		
Forward	De 8:30 a 18:00, de lunes a viernes		De 7:00 a 17:00, de lunes a viernes
Mínimo volumen a negociar	1MW	1MW	5MW

Tabla 6: Especificaciones técnicas de los operadores de mercado del TTF. Fuente [17]



En el cuadro se especifican el tipo de producto (en función de la fecha de entrega), las horas de acceso para poder operar, y el volumen de gas mínimo (en MW) que se puede negociar.

En cuanto a las comisiones que perciben los operadores por su gestión, indicar que son diferentes entre sí, aunque tienden a igualarse con el paso del tiempo, sobre todo entre APX e ICE. Esto se debe a una competencia entre ambos operadores por tener mayor relevancia como operador del mercado.

Los operadores ofrecen también descuentos adicionales en caso de negociar grandes volúmenes de gas, o de negociar otras commodities a través del mismo operador.

La existencia de más de un operador proporciona competencia y liquidez al mercado, y aporta una mayor variedad de productos, y un mayor número de participantes.

4.3.1.3. Variables a analizar del TTF

Tras describir las características y funciones del TTF en los puntos anteriores, a continuación se analizarán las variables fundamentales del TTF: evolución de precio, grado de correlación con el NBP, y evolución en el grado de participación en el hub.

En cuanto a la evolución del precio en el TTF, en la siguiente gráfica se puede observar la cotización del TTF en los últimos años:

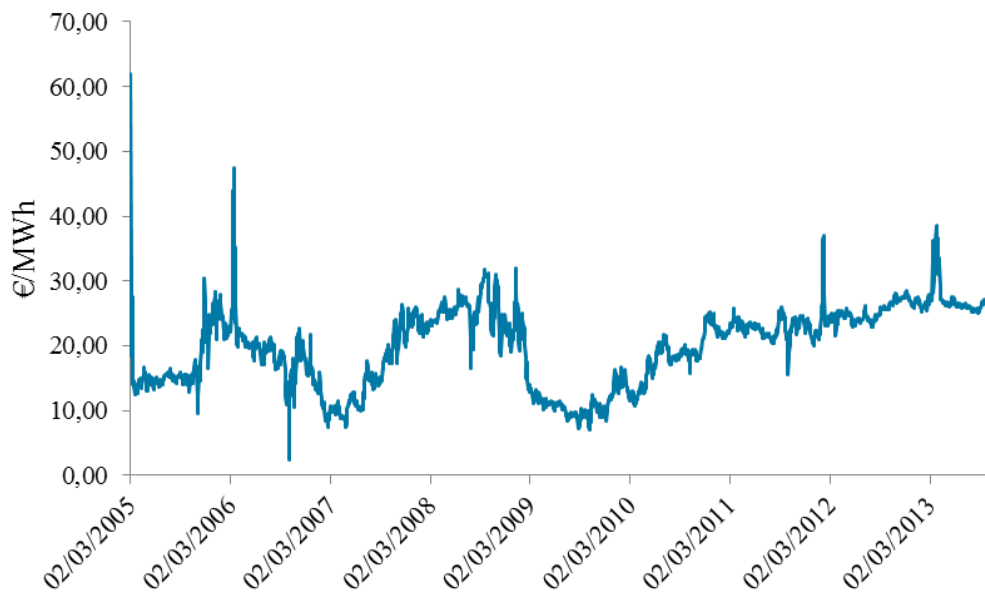


Figura 24: Evolución del precio del TTF. Fuente [21]

En la gráfica de evolución, se observa como a partir de la recesión de finales de 2008, hay un importante descenso en el precio hasta el año 2010, fecha en la cual el precio se ha ido estabilizando has valores en torno a los 25 €/MWh.

Respecto a la volatilidad del mercado, se puede observar una mayor oscilación en la variación del precio durante los primeros años. Esta oscilación en la variación del precio ha ido disminuyendo a lo largo de los años, por lo que la volatilidad del mercado se ha ido minimizando.

La cotización del TTF presenta una gran correlación con la cotización de NBP, como se puede apreciar en la siguiente figura:

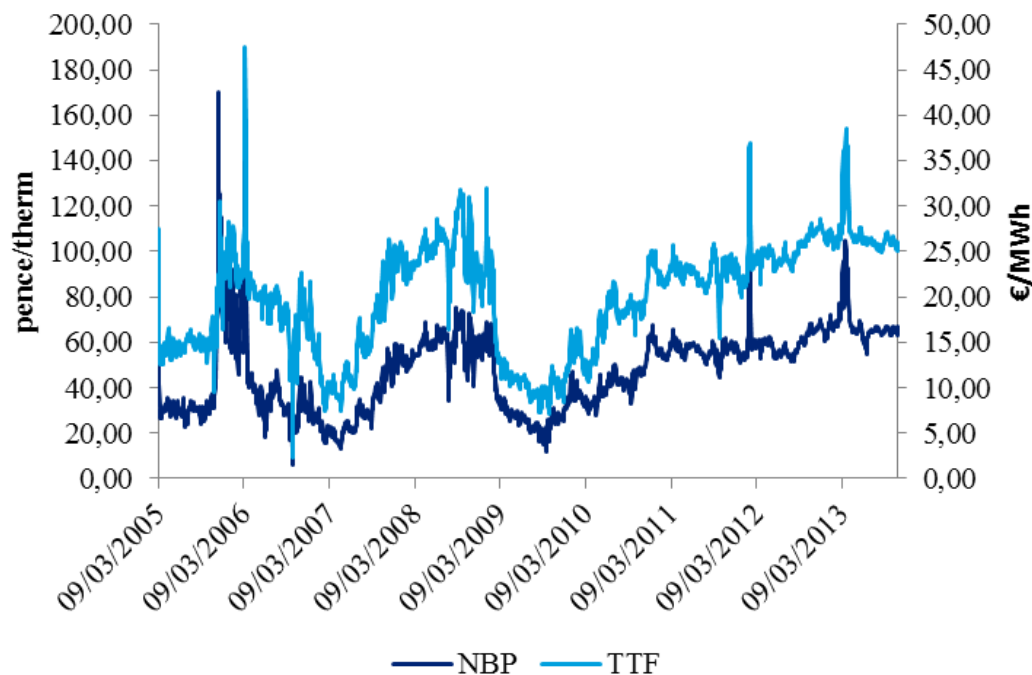


Figura 25: Evolución en la comparativa precios entre NBP y TTF. Fuente [21]

Se observa como ambas señales de precios evolucionan de forma muy similar, principalmente porque la cercanía de ambos mercados, su gran interconexión y grado de liquidez.

En cuanto al grado de participación en el hub, se puede apreciar en la siguiente gráfica como los volúmenes de gas físicos y virtuales negociados en el TTF han experimentado un gran incremento en los últimos años, especialmente en lo que a volumen virtual se refiere.

El número de participantes se ha triplicado en desde 2003 a 2011.

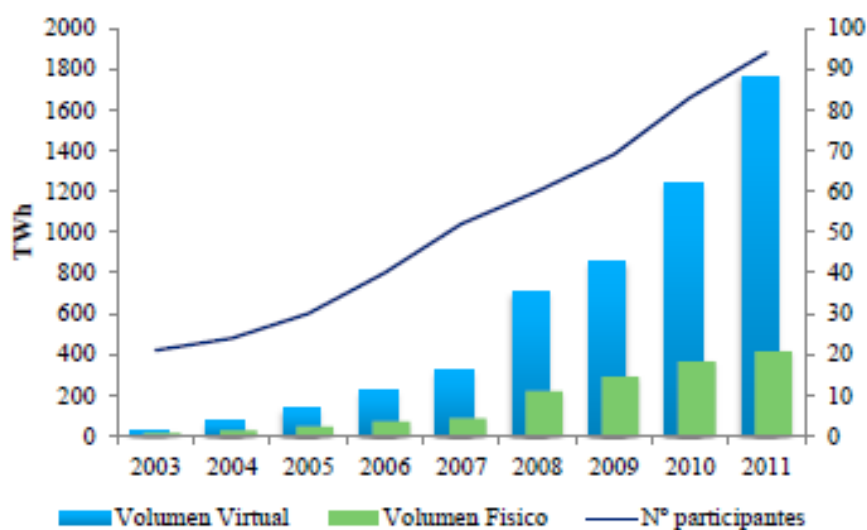


Figura 26: Evolución volumen virtual y físico, y nº de participantes TTF. Fuente [19]

4. 3. 2. El mercado de gas natural británico

En este punto se realizará un análisis del mercado de gas británico, y de su *hub* el “National Balancing Point” o NBP. Este análisis nos será útil para conocer la evolución que ha tenido este mercado hasta llegar a ser estable

4. 3. 2. 1. Características principales del mercado británico y estructura del NBP

Características principales del mercado británico

El gas natural es la segunda fuente de energía primaria dentro del mix energético británico. En la siguiente figura podemos observar la importancia del gas natural:

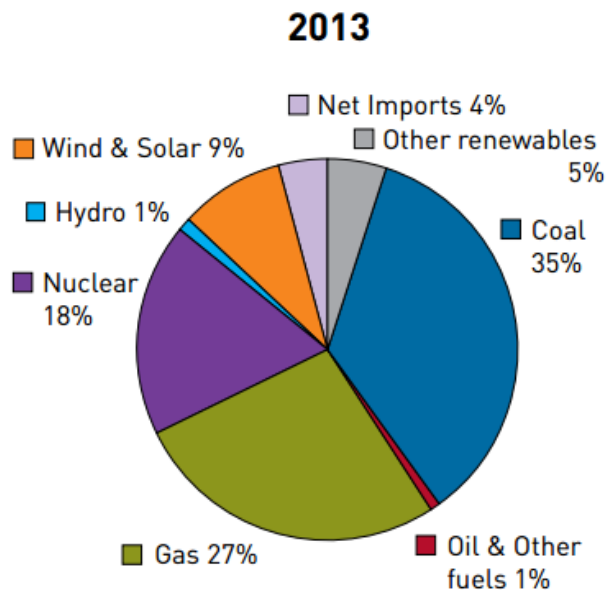
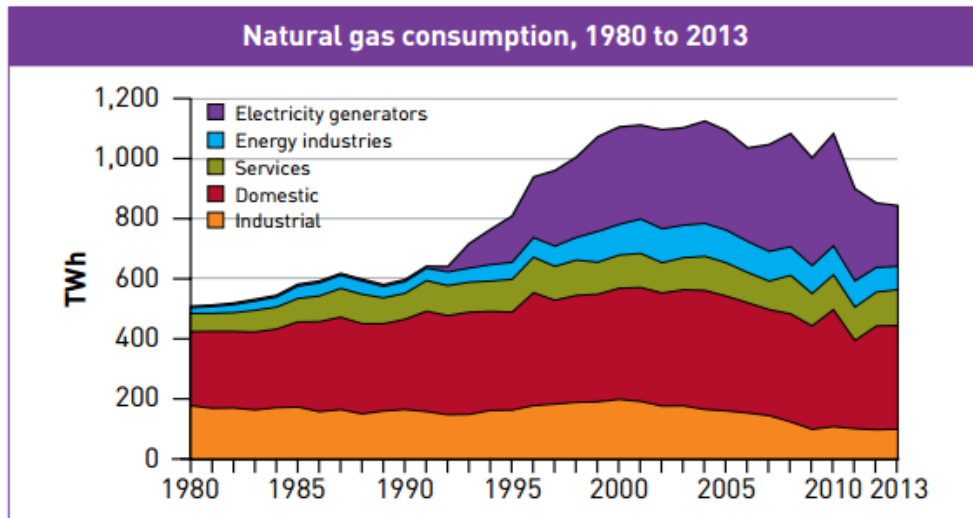


Figura 27: Mix energético UK 2013. Fuente [20]

El gas natural es el segundo combustible más utilizado en la generación de energía eléctrica, por detrás del carbón.

En cuanto al reparto del consumo por sectores, desde el año 2000 aproximadamente el consumo destinado a generación de electricidad y el destinado a uso doméstico, han estado prácticamente equiparados, cuando hasta esa fecha el consumo de gas natural era principalmente doméstico. También tiene relevancia el consumo con destinado a uso industrial. En la siguiente gráfica se puede apreciar lo anteriormente comentado:



	1980	1990	2000	2010	2012	2013
Electricity generators	4.0	6.5	324.6	373.6	214.6	202.3
Energy Industries	19.1	39.2	102.1	96.3	82.2	77.7
Industry	177.5	164.6	198.5	107.7	97.6	99.3
Domestic	246.8	300.4	369.9	389.6	345.1	344.5
Services	60.4	86.4	110.5	115.9	112.9	119.7
Total	507.8	597.0	1,105.5	1083.0	852.3	843.5

Figura 28: Evolución del reparto del consumo del gas natural por sectores en UK. Fuente [20]

Estructura del NBP

En torno a un 65% de la demanda de gas en Reino Unido se cubre con importaciones, aunque la previsión es que éstas aumenten en los próximos años. El resto del suministro de gas proviene de los yacimientos que poseen en el Mar del Norte.

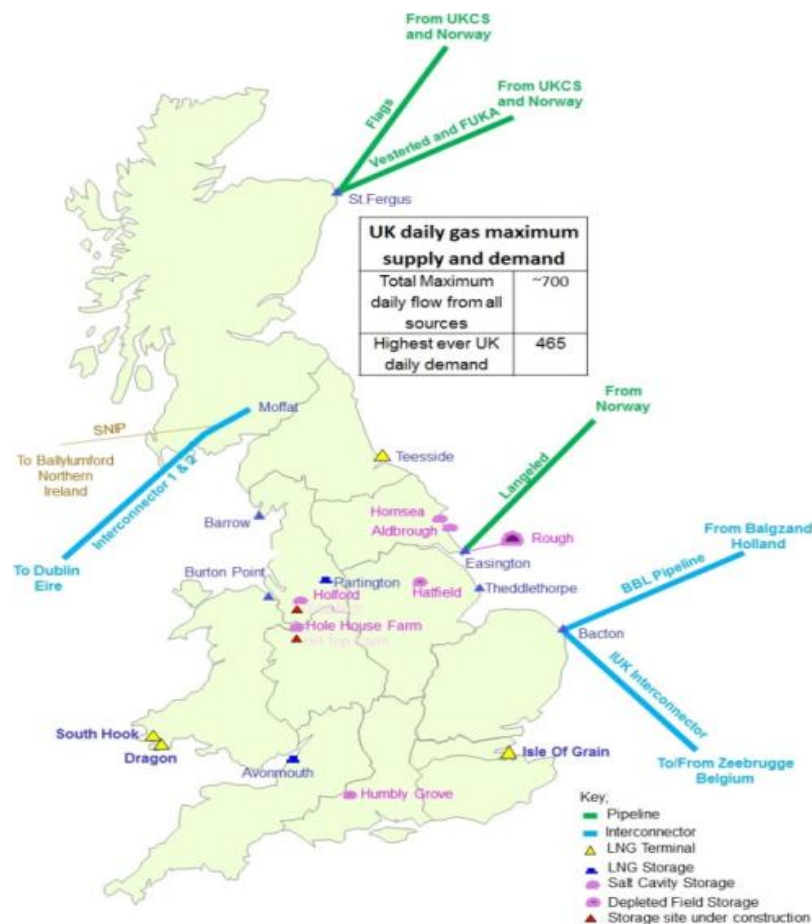


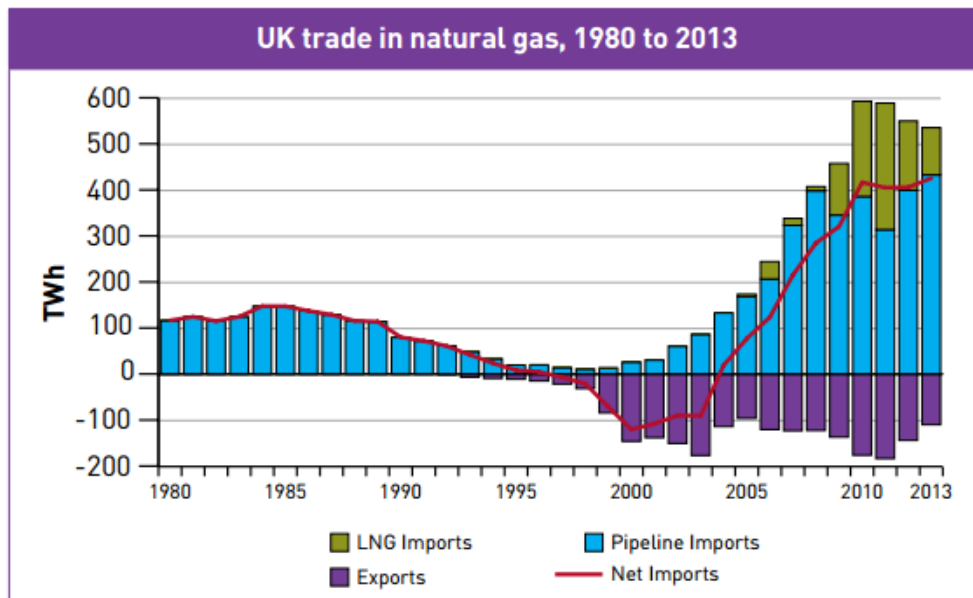
Figura 29: Infraestructuras gasistas en Reino Unido. Fuente [19]

Las importaciones se reciben principalmente de:

- Bélgica, a través del gasoducto “Interconnector”, al que conecta con el hub belga Zeebrugge
- Noruega a través del gasoducto “Landged pipe”
- Holanda, mediante el gasoducto “BBL Pipeline”, al que conecta con el hub holandés TTF.

Las importaciones de GNL han sido históricamente muy escasas ya que Reino Unido poseía muy poca capacidad de regasificación. No obstante para solventar esta carencia se están construyendo nuevas plantas de regasificación, lo cual está permitiendo diversificar en mayor medida el origen del gas.

Desde 2008 en adelante las importaciones de GNL están cobrando un mayor peso.



	TWh					
	1980	1990	2000	2010	2012	2013
Natural gas production	404.8	528.8	1,260.2	664.4	452.1	424.2
Imports	116.3	79.8	26.0	592.6	549.5	535.1
of which LNG	-	-	-	206.8	150.1	102.6
Exports	-	-	-146.3	-176.4	-144.0	-109.7
Net imports(+) or exports(-)	+116.3	+79.8	-120.3	+416.2	+405.5	+425.4

Figura 30: Evolución de compra-venta de gas en Reino Unido. Fuente [19]

4.3.2.3. Operadores del NBP

Operador del hub

El operador del hub es National Grid Gas (NGG), el cual es también es el gestor técnico del sistema (TSO). Es quien tiene la responsabilidad de hacer el balance diario. Equilibra el sistema, penalizando a los agentes que estén desbalanceados

NGG equilibra el sistema en el precio denominado “System Average Price” (SAP) que se haya negociado ese día en el “On the day market” (OCM)

. Los usuarios o agentes del sistema, tienen la responsabilidad de equilibrar sus propias provisiones y realizar sus extracciones diarias. Si un agente está desbalanceado en un día dado, deberá pagar al operador conforme a los System Marginal Prices:

- Si un agente está desbalanceado por falta de gas, éste es cobrado al SMPs, es decir, al precio más alto pagado ese día en el mercado spot.
- Si un agente está desbalanceado por exceso de gas, éste es pagado al SMPb, es decir, al precio más bajo pagado ese día.

Las situaciones de desbalance son gestionadas habitualmente entre los agentes, de tal forma que cuando un agente esta corto de gas, y el otro está largo, realizan entre ellos

Operadores de mercado

En el NBP coexisten dos operadores de mercado, el APX-ENDEX (operador de mercado spot, denominado OCM) y el ICE Futures Europe (operador de mercado de futuros, denominado Gas Physical Futures), con las siguientes características y funciones:

APX-ENDEX

- Realiza la casación de la oferta con la demanda, estableciendo así el precio spot.
- Proporciona la plataforma electrónica necesaria para el funcionamiento del mercado spot
- Es accesible a los agentes por medio de internet.
- Proporciona anonimato entre las partes actuando APX-ENDEX como cámara de compensación.
- El operador proporciona además los precios para las penalizaciones (SMPs y SMPb) a las que se les obliga a comprar o vender a los agentes que están fuera de balance.
- El operador del hub, por tanto, acude a esta plataforma también como mecanismo en caso de desbalance.

ICE Futures Europe

- Los contratos de futuros pueden conllevar o no entrega física, aunque habitualmente la entrega física de gas constituye un porcentaje reducido de los contratos de futuros.
- En vez de para tener una entrega física, los contratos de futuros son utilizados sobre todo como herramienta de cobertura del riesgo de mercado.

4.3.2.4. Variables a analizar del NBP

Tras describir las características y funciones del NBP en los puntos anteriores, a continuación se analizarán sus variables fundamentales: evolución de precio, grado de correlación con el TTF, y evolución en el grado de participación en el hub.

En cuanto a la evolución del precio en el NBP, el cual se expresa en peniques/termia, en la siguiente gráfica se puede observar su cotización en los últimos años:

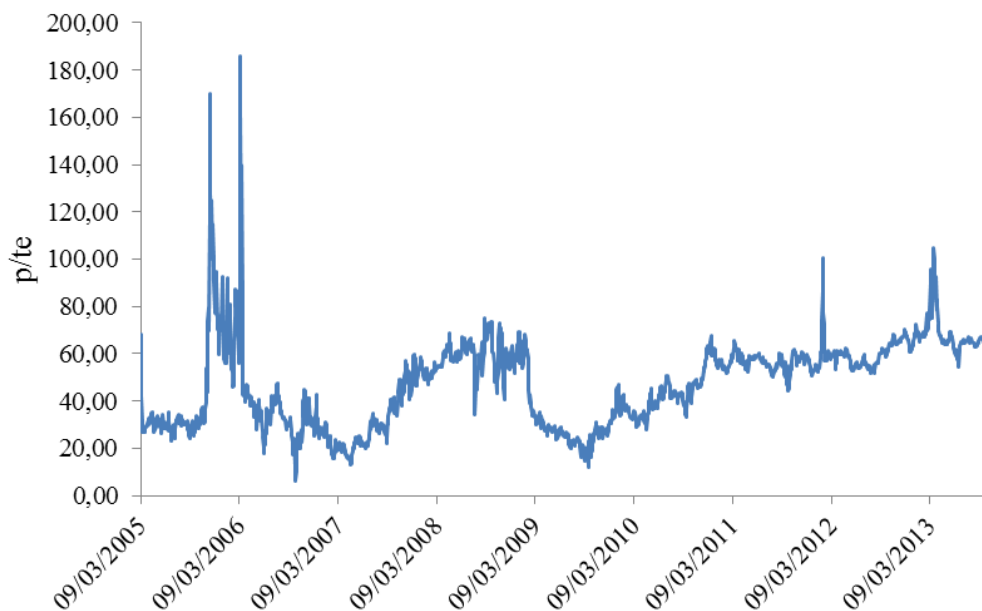


Figura 31: Evolución del precio del NBP. Fuente [21]

Al principio de la formación del mercado experimentó un periodo de inestabilidad del precio debido a situaciones de falta de liquidez. Como ya sucediera en el hub holandés TTF, a partir de septiembre de 2008 y durante los primeros dos años de recesión se observa una importante caída del precio, el cual se va recuperando a partir de 2010 y estabilizándose con el tiempo.

El grado de oscilación en el precio es notable en los primeros años, debido a la poca liquidez, y a medida que se avanza en el desarrollo del hub la volatilidad se va reduciendo.

Ya se comentó en el punto anterior que hacía mención a la caracterización del hub holandés TTF, la gran correlación existente entre hub británico NBP y holandés TTF.

En cuanto al grado de participación en el hub, se puede apreciar en la siguiente gráfica una tendencia ascendente en el número de participantes. Los volúmenes de gas físicos se mantienen estables, mientras que los volúmenes virtuales negociados se han incrementado notablemente en los últimos años.

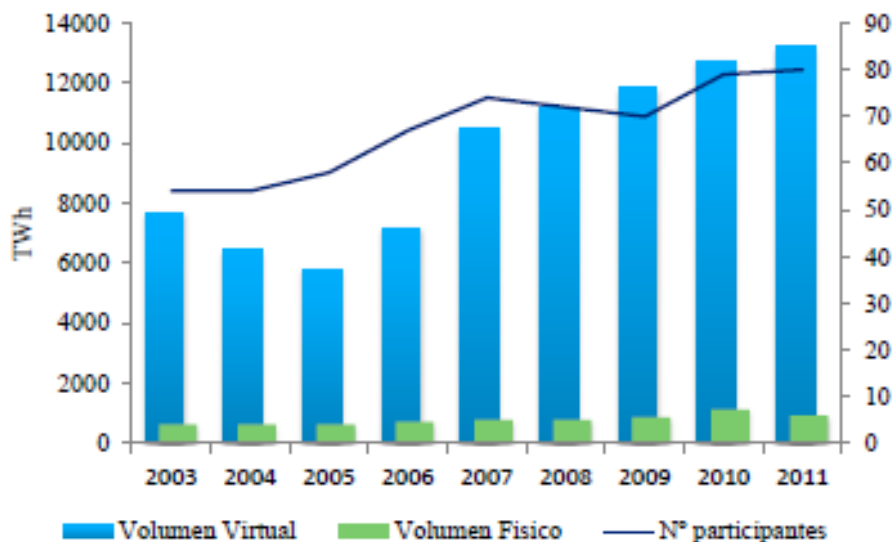


Figura 32: Evolución del volumen físico y virtual negociado en el NBP. Fuente [20]

4.3.3. Comparativa de precios entre los principales hubs y España

En la siguiente gráfica se puede analizar la evolución de precios en diferentes mercados de gas, para tener una perspectiva de las diferencias existente entre ellos:

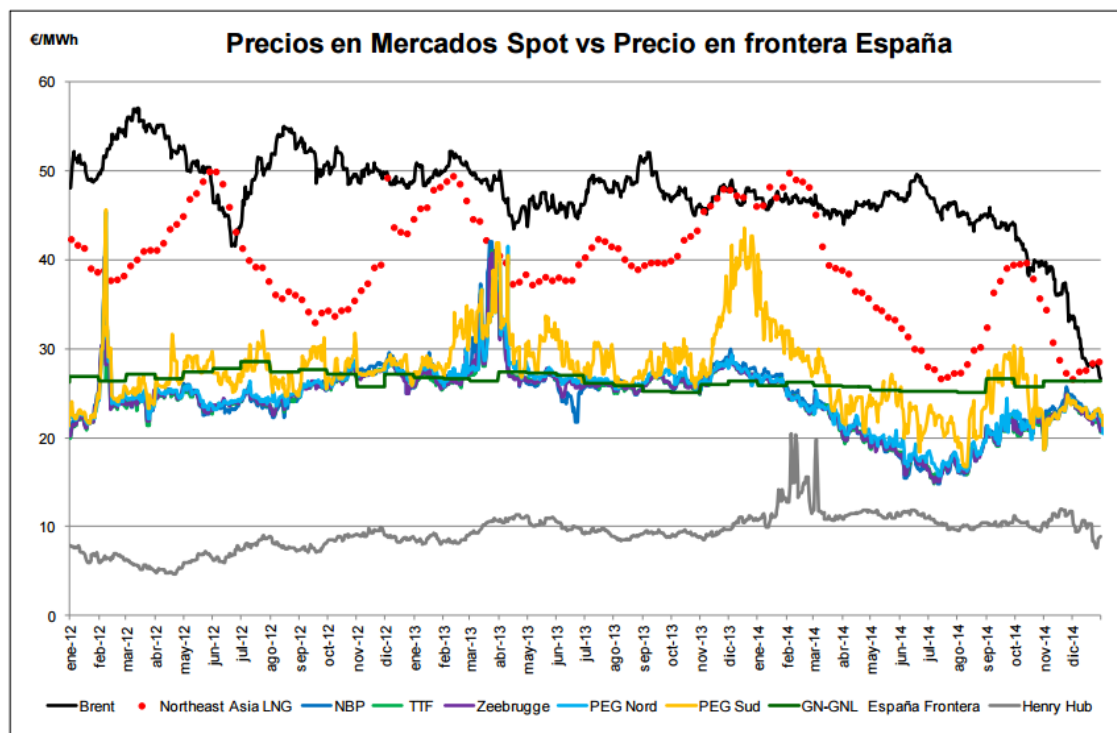


Figura 33: Comparativa de precios de gas natural en diferentes zonas del mundo. Fuente [35]

Si se observa las señales de precio en colores azul claro, azul oscuro, verde claro, morado y amarillo, podemos ver una gran correlación entre ellas, excepto la señal de precio en amarillo. Todas pertenecen a hubs europeos concretamente los ya analizados TTF y NBP, y además los dos hubs de Francia (PEG Nord y PEG Sud) y el hub belga (ZEE). Se aprecia un precio más alto y mayor volatilidad en la señal de precio del PEG Sud. El PEG Sud corresponde al área geográfica del sur de Francia, y es un hub con muy poca liquidez, y con una señal de precio separada del PEG Nord (norte de Francia) debido a que éste tiene gran conectividad con el resto de Europa, lo que hace que su señal de precio sea muy parecida a los hubs belga, holandés, y británico.



El precio de estos hubs se puede tomar como referencia del precio de Centroeuropa, y se observa que está en unos 21 €/MWh.

La señal de precio en color rojo, corresponde al precio del noreste asiático, fundamentalmente marcada por el accidente de Fukushima en Japón en 2011 y por los elevados costes de transporte.

Actualmente el precio se ha normalizado, y está en torno a 29 €/MWh.

La señal de precio en color gris, pertenece al Henry Hub, que marca el precio de referencia en Estados Unidos. Desde el año 2009 el mercado de gas norteamericano presenta unos niveles de precios muy inferiores al gas respecto al mercado europeo y asiático, principalmente como consecuencia del incremento de la producción de gas no convencional en EEUU.

El precio del Henry Hub se observa que está en torno a los 9 €/MWh.

Al no existir mercado organizado de gas en España, la señal de precio de color verde oscuro, corresponde al coste de aprovisionamiento de gas natural en España, calculado a partir de los datos de aduanas, publicados por la Agencia Tributaria. Como el aprovisionamiento de gas en España es mediante contratos a muy largo plazo (más de 10 años) con los países productores, no existen apenas variaciones ni al alza ni a la baja en el precio.

El precio medio en España está en torno a los 27 €/MWh.

Como se ha podido observar, el precio del gas natural varía mucho en función de las diferentes zonas del mundo.



CAPITULO 5. MARCO REGULATORIO DE LOS HUBS GASISTAS EN EUROPA Y ESPAÑA

Este capítulo analiza la legislación y regulación relevante para el desarrollo de los hubs de gas, tanto en Europa como en España.

5.1. LEGISLACIÓN EN EUROPA

La legislación europea en materia de hubs gasistas está formada principalmente por tres documentos:

5.1.1. Directiva 2009/73/CE

Denominado también “*Tercer paquete de medidas energéticas*”, tiene el objetivo de homogenizar los procesos y procedimientos en el sistema gasista europeo. En ella se establecen directrices generales sobre el funcionamiento de los hubs y el potencial de integración de los mismos.

Entre otros aspectos, la Directiva 2009/73/CE, y la posterior regulación 715/2009, hacen especial hincapié en tres aspectos fundamentales para el desarrollo de los hubs gasistas:

1). Una mayor transparencia en los costes de balance de las redes de transporte.

La Directiva opta por opciones de mercado para gestionar y compensar los desbalances de las redes de transporte. En ella se establece que la necesidad de fijar unos mecanismos de compensación de desbalances no discriminatorios, y que reflejen los costes, a fin de garantizar a todos los operadores del mercado, incluidas las nuevas empresas, un auténtico acceso al mercado

2). *Desarrollo conjunto de un único código de red para todos los países de la Unión Europea*

La regulación 715/2009 de desarrollo de la directiva, cita los ámbitos en los que deberá aplicarse el código de red europeo, entre los cuales se encuentran las normas de balance, que pasarán a estar definidas a medio plazo por un código de red europeo.

3). *Estructuración de los peajes de transporte, basado en un modelo de entradas y salidas de los sistemas de transporte.*

La principal característica de esta estructuración, contenida también en la regulación 715/2009, es que en dicho modelo de entradas y salidas de los sistemas de transporte, las tarifas de transporte se estructuran por zonas virtuales y no por rutas físicas concretas.

5.1.2. “Homogeneización de los códigos de red para el balance de gas en Europa” (ACER)

Documento de carácter no vinculante, desarrollado en 2011 por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), que agrupa a las Autoridades Reguladoras Energéticas de los países miembros de la Unión Europea.

Este documento refleja una propuesta de desarrollo de un único código de red sobre el balance de gas, que se aplique no sólo a nivel nacional, sino también en los acuerdos entre países, con la función final de homogeneizar el proceso de balance de gas en los diferentes mercados europeos.

Esta normativa se aplicaría tanto a los regímenes de balance dentro de las fronteras de la UE, como a los acuerdos de balance de gas transfronterizos, es decir, a los intercambios de gas entre zonas de compensación vecinas.

El objetivo final es apoyar el desarrollo de la competencia, y facilitar la integración de los mercados, mediante la definición de un régimen de balance europeo basado en el mercado, que permita a los usuarios de la red comercializar el gas de forma efectiva, incluso en ámbitos transfronterizos.

El código de red exigiría que:

Los TSO obtengan el gas necesario para hacer frente a las fluctuaciones a corto plazo de la demanda y a los servicios de balance relacionados de manera que se minimice el coste del equilibrio del sistema.

Los TSO acepten las ofertas de precio más bajas o más altas en mercados organizados, para la compra y venta flexible de gas.

El periodo de balance para cada zona, sea un intervalo estandarizado de un día. Al final de este intervalo, los usuarios de la red tendrían una liquidación (de carácter financiero y no físico), por las posibles diferencias que hayan sido acumuladas en las 24 horas precedentes

Los TSO publiquen de forma transparente la metodología utilizada para el cálculo de los cargos por desbalance. El código requeriría que los TSO facturen sus cargos por desbalance de forma separada de otros peajes de transporte.

Los TSO puedan obtener los servicios de balance y flexibilidad de gas, a través de una plataforma de balance, en el caso de que un mercado organizado no fuera lo suficientemente líquido. Esta plataforma se utilizaría sólo como paso previo a la creación de un mercado organizado líquido.

Para los servicios de balance y los productos flexibles de gas, el código de red debería definir productos estandarizados que los TSO puedan comprar o vender. Estos productos estandarizados incluirían productos a corto plazo, que se comercializan en el día de forma física, o mediante la transferencia del título de propiedad del gas.



5.1.3. “Vision for a European Gas Target Model” (CEER)

Documento de carácter no vinculante, desarrollado por el Council of European Energy Regulators (CEER), organismo creado por las Autoridades Reguladores de Energía europeas que, a diferencia de ACER, no está vinculado oficialmente con la Unión Europea.

El CEER fijó en el documento de 2011, *“Visión para un modelo gasista en Europa”*, el objetivo de alcanzar a medio plazo (2014) un modelo de mercado europeo del gas, el European Gas Target Model. Este modelo se basa en zonas de balance de ámbito, como mínimo, nacional, interconectadas a través de sistemas de peajes de entrada y salida, de contratación independiente, y con mercados organizados de gas.

El European Gas Target Model, de carácter no vinculante, concibe un mercado de gas integrado en toda Europa, competitivo, sostenible, que ofrezca a los consumidores la posibilidad de elegir y que promueva la seguridad de suministro.

Para poder materializar el European Gas Target Model, deben existir mercados organizados de gas en toda la Unión Europea. Las conexiones entre las zonas de balance que cubran estos mercados organizados, deben estructurarse de manera que la capacidad de entrada de gas se asigne por separado de la capacidad de salida. Además, cualquier gas introducido en la zona de balance se deberá poder enviar, al menos en términos comerciales, a cualquier punto de salida en esa zona.

Aunque la contratación separada de los peajes de entrada y salida facilite el desarrollo de hubs gasistas, en algunos casos estas nuevas normas se han puesto en marcha y la liquidez del mercado ha continuado siendo insuficiente. Igualmente, la introducción de normas de transparencia y de regímenes de balance basados en el mercado, puede ayudar, pero no tiene por qué ser suficiente, para crear un mercado líquido.

En este sentido, la CEER ha solicitado a cada autoridad nacional reguladora que publique una revisión de su liquidez de mercado y del proceso de integración de mercado, y que estudie si se necesitan medidas adicionales para mejorar el funcionamiento del mercado mayorista

5.2. LEGISLACIÓN ESPAÑOLA E INFORMES DE CNE

Ley de Hidrocarburos de 1998 y sus modificaciones

La Ley de Hidrocarburos de 1998 fue la primera normativa en España, que establecía las normas de carácter general que debían regir el mercado nacional de gas, tras el proceso liberalizador del mercado de gas vivido a finales de los 90.

A partir del Tercer Paquete de Medidas Energéticas Europeo de 2009, la Ley de Hidrocarburos ha sufrido modificaciones en su texto, con el fin de adecuarla a la normativa europea.

No obstante, hasta el momento, las modificaciones en la Ley de Hidrocarburos han afectado a aspectos de la Directiva 2009/73/CE que no son relativas al desarrollo de los hubs gasistas, por lo que no se ha añadido ninguna norma significativa que complemente a las directrices europeas, en relación a la creación de mercados organizados de gas en España.

Informe de medidas de la CNE sobre el mercado mayorista de gas natural

En respuesta a la petición del CEER, de analizar el desarrollo de los mercados mayoristas de gas en Europa, en marzo de 2012, la Comisión Nacional de Energía redactó el “Informe sobre el sector energético español”. Una de las partes del informe denominada “Medidas sobre el mercado mayorista de gas natural”, contiene las recomendaciones de la CNE sobre la creación de un hub gasista en España.

En este documento, la CNE identifica cuatro medidas principales para la creación de un mercado organizado de gas en España:

1). Modificación de la actual Ley de Hidrocarburos, para garantizar la separación entre actividades reguladas y liberalizadas, y reorganizar la función del Gestor Técnico del Sistema.

2). Designación del operador que asumiría la función de Operador de Mercado en el hub español, el cual debe garantizar la profesionalidad e independencia respecto a los agentes que intervienen en el mercado

3). Elaboración de las reglas de funcionamiento del mercado organizado gasista, estableciendo las condiciones que deben cumplir los agentes que deseen participar en el mercado, las características de los productos negociados, los mecanismos de casación y liquidación, y la información que deberán comunicar al Operador del Mercado y al Gestor Técnico del Sistema.

4). Enumeración de posibles medidas para fomentar la liquidez del mercado, entre las cuales se mencionan distintas posibilidades:

Incorporación de ciertas obligaciones de compra de gas en el hub, a determinados agentes, como los transportistas (gas de operación del sistema y gas talón para almacenamientos subterráneos), o los comercializadores de último recurso (gas para el suministro de la tarifa de último recurso).

Obligación de la realización del balance de gas a través del hub, pasando del actual sistema basado en penalizaciones por desbalance, hacia un sistema de mercado, en el que los agentes deben realizar compra-ventas de gas (en el mismo día de gas) para mantener su situación de balance. Los desequilibrios que no sean corregidos por los usuarios deben corregidos por el GTS también a través de compra-ventas en el mercado.



Impulso de la aparición de creadores de mercado o proveedores de liquidez, estableciendo incentivos a los comercializadores que quieran ofrecer este servicio de creador de mercado. Un creador de mercado (o market maker), es aquel que se compromete a introducir, todos los días y de manera simultánea, órdenes de compra y venta de uno de los productos del mercado, con total libertad para fijar el precio, pero con la obligación de mantener un diferencial máximo (“spread”) entre las órdenes de compra y de venta.

Adicionalmente, la CNE publicó el 14 de diciembre de 2012 una nota de prensa según la cual el Consejo de la Comisión Nacional de la Energía aprobaba una propuesta de plan para agilizar el desarrollo de un mercado organizado de gas (“hub de gas”) en España.

Para la creación y el desarrollo del mercado organizado, definía como necesario que las normas de contratación de acceso, de balance y la gestión técnica del sistema se orientasen a facilitar el desarrollo del mercado, y se adaptasen al Reglamento 715/2009.

Para el desarrollo de estas actuaciones, la CNE ha creado un grupo de trabajo, al que ha invitado a participar a todos los agentes del sector.



6. DESARROLLO DE UN HUB GASISTA EN ESPAÑA

En este capítulo, se analizarán cuál es el panorama actual de compra de gas natural en España, en ausencia de un hub gasista español, que particularidades posee, y como se realiza la compra-venta de gas en la actualidad.

Posteriormente, se definirán los requisitos mínimos para implementar un hub gasista ibérico, y las condiciones necesarias para que tenga un desarrollo en los próximos años.

6.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL EN ESPAÑA

Desde el punto de vista del aprovisionamiento de gas natural, España al no disponer prácticamente de fuentes de gas natural convencional, y al no estar regulada la extracción del shale gas existente en diversas zonas del país, necesita adquirir el gas natural, que va a utilizar posteriormente para cubrir la demanda, a otros países que sí disponen de reservas para vender.

Históricamente, España ha recibido la mayoría de su aprovisionamiento de gas natural, en forma de GNL a diversos países. Desde la puesta en marcha en 2011 del gasoducto Medgaz, cada vez ha cobrado mayor peso el porcentaje de gas natural procedente de Argelia, uniéndose a la otra interconexión con Argelia a través de gasoducto del Magreb existente desde 1996.

En los siguientes gráficos se observa la evolución de los aprovisionamientos en España desde el año 1984, y por otro lado el aprovisionamiento en 2014:

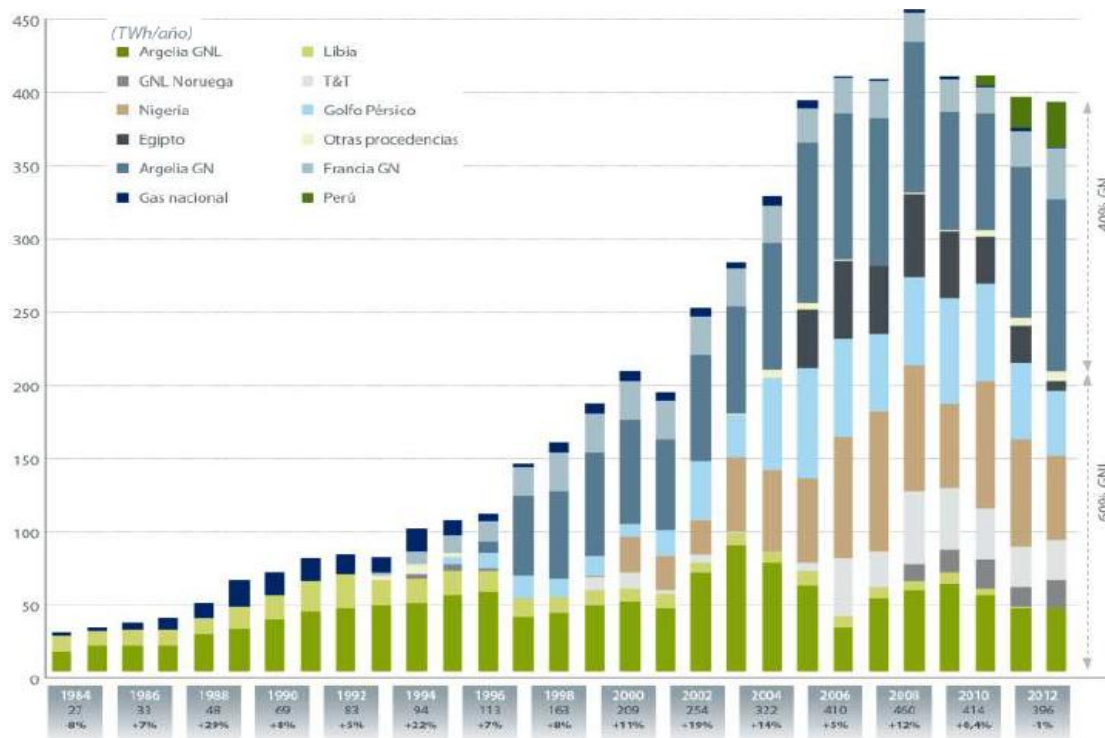


Figura 34: Evolución de los aprovisionamientos de gas natural en España. Fuente [6]

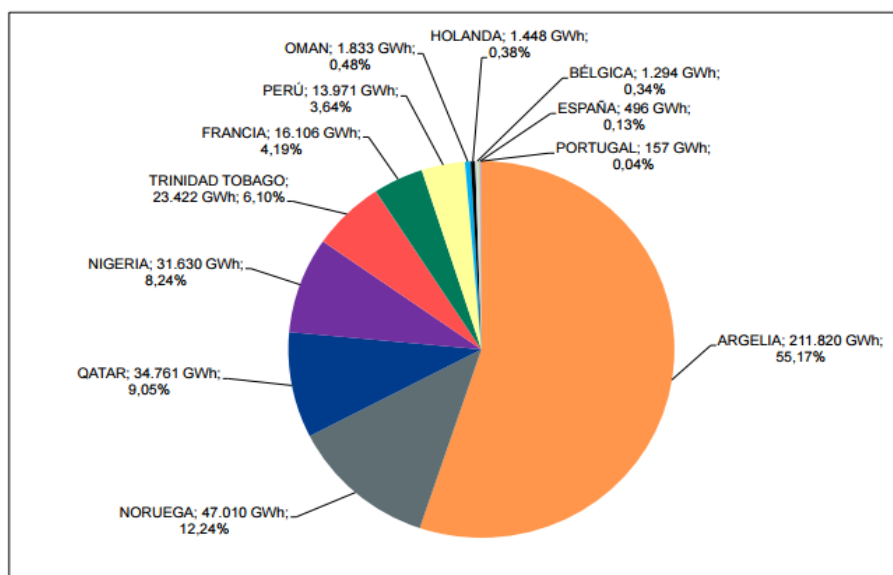


Figura 35: Aprovisionamientos de gas natural en España en el año 2014. Fuente [35]

Desde el punto de vista de la infraestructura de mercado nacional, la negociación en España existe actualmente en forma de intercambios de gas entre las compañías, mediante una plataforma de balance gestionada por ENAGAS (Gestor Técnico del Sistema, y transportista). Se realizan físicamente en las plantas de regasificación, mediante contratos bilaterales no regulados (mercado OTC). Una vez cerradas las operaciones se comunican a ENAGAS, mediante su registro en la plataforma MS-ATR .

El precio de estos intercambios se desconoce, ya que en la plataforma únicamente se registran los volúmenes intercambiados. No existe por tanto un mercado que proporcione un precio de referencia al gas natural de forma independiente y transparente. Tampoco existe un mercado que permita comprar o vender contratos a futuros que permita gestionar el riesgo asociado a las variaciones en el precio.

Los puntos de balance y compra-venta de gas natural actuales, son las 6 plantas de regasificación, ya mencionadas anteriormente donde se intercambia físicamente el gas, y 2 puntos virtuales: un punto virtual de balance, que engloba las existencias en los almacenamientos subterráneos, y el punto virtual del sistema de transporte, denominado A.O.C (almacenamiento operativo comercial), que engloba las existencias de gas en las redes de transporte.

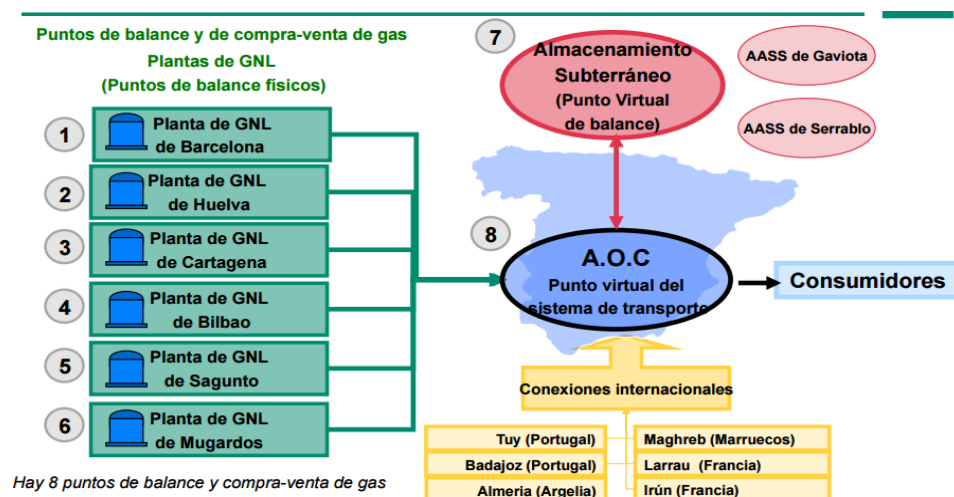


Figura 36: Puntos de balance y compra-venta de gas en el mercado mayorista .Fuente [37]

Éste es el escenario actual del mercado mayorista de gas en España, en cuanto a la estructura existente, desde el cual se parte para valorar la propuesta de desarrollo de un hub gasista.

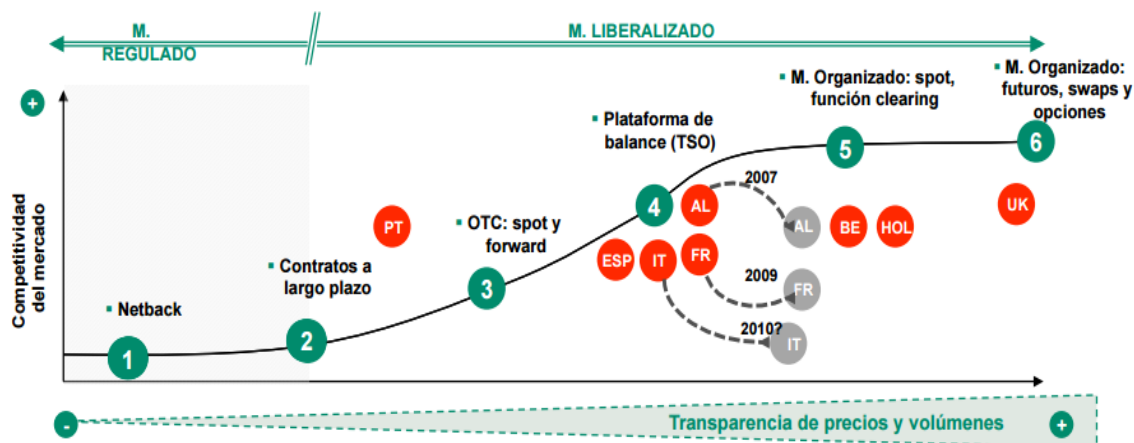


Figura 37: Evolución de un mercado mayorista de gas natural. Fuente [37]

6.2. REQUISITOS PARA EL DESARROLLO DE HUB GASISTA EN ESPAÑA.

Se considera que un hub gasista alcanza el éxito cuando es capaz de lograr volúmenes negociados relevantes y sostenidos en el tiempo y de generar una señal de precios suficientemente conocida y ampliamente aceptada como indicador fiable y representativo del equilibrio entre la oferta y la demanda de gas en un sistema gasista, tanto en contratos a corto como a largo plazo, es decir, en el conjunto de “opciones” del mercado

6.2.1. Requisitos mínimos para iniciar la implantación de un hub gasista ibérico

Actualmente el mercado español ya cumple con las condiciones mínimas para la implantación de un hub gasista, ya que cuenta a nivel nacional con unas características

comunes a los existentes en los principales países europeos en los que se ha implantado un hub.

Estos requisitos mínimos son:

- 1) **Número suficiente de competidores:** actualmente hay más de 15 grupos empresariales activos en el mercado de la comercialización. El indicador económico por el cual se mide el grado de competencia de un mercado es el Índice de Herfindahl (HHI). Los resultados de este índice pueden oscilar entre 0 (competencia perfecta) y 10.000 (monopolio). La condición que se exige en el “Gas Target Model” es que el HHI sea inferior a 2.000. En España se cumple. En el caso de Francia y Portugal no se cumple este requisito.
- 2) **Existencia de tres o más fuentes de aprovisionamiento diferentes:** España importa gas de más de 10 países diferentes, con lo que cumple con creces esta condición. Francia y Portugal también lo cumplen.
- 3) **Tamaño de mercado superior a 20 bcm:** actualmente, el mercado español se encuentra entre 33 y 34 bcm, por lo que tiene un tamaño lo suficientemente grande para cumplir con este requisito. Francia tiene un tamaño de mercado aún mayor al español, pero Portugal no cumple con este requisito.

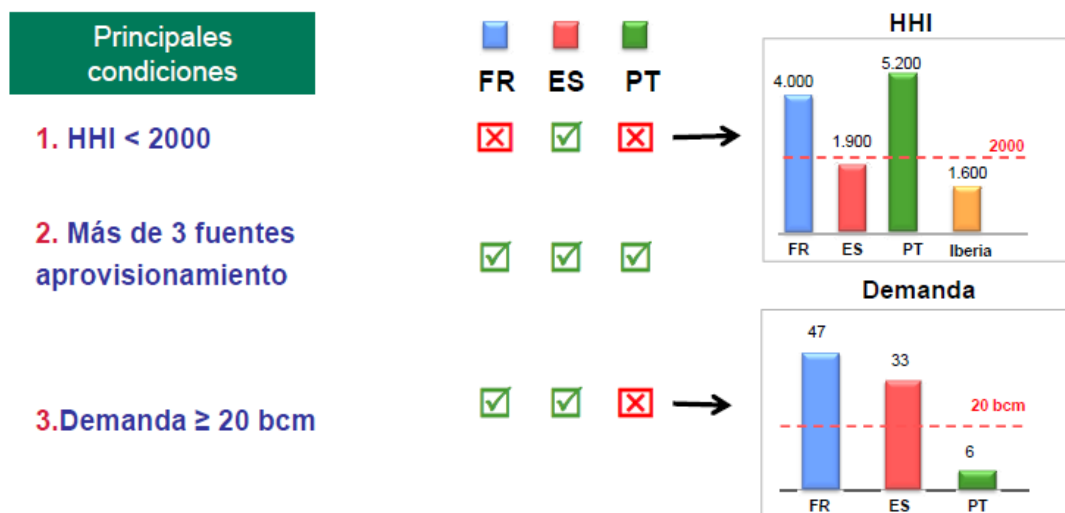


Figura 38: Principales condiciones para el desarrollo de un hub gasista ibérico. Fuente [36]

Estos requisitos son los mínimos que exige el “Gas Target Model” para que se pueda iniciar la implantación de un hub gasista.

6.2.2. Requisitos adicionales para la evolución del hub gasista ibérico

Los siguientes requisitos serían deseables, para que el hub pudiera evolucionar hacia un mercado organizado en el que la compra/venta de gas en nuestro país se llevase a cabo de forma transparente, permitiendo disponer de una referencia diaria del precio del gas en el mercado spot de gas, junto con un mercado de futuros con liquidez suficiente.

Disponer de un mercado de gas liberalizado

Este requisito se cumple actualmente, ya que tras el proceso de liberalización que se inició en España en 1998, el grado de liberalización actual es suficiente para lo que se requiere en la implantación de un hub, estando los aprovisionamientos y la comercialización liberalizada, y el acceso a las infraestructuras de transporte y distribución por terceras partes abierto y con tarifas reguladas conocidas.

Alta disponibilidad en el volumen de la oferta de gas.

Para responder a las variaciones de demanda y precio dentro del hub, es necesario que disponer de un volumen de oferta suficiente. España se caracteriza por tener:

- Producción propia prácticamente inexistente.
- Prácticamente la totalidad de la oferta proviene de la importación, de la cual aproximadamente de 50% es por gasoducto (principalmente con Argelia), y el otro 50% por GNL, siendo en ambos casos el formato de aprovisionamiento el contrato a largo plazo.

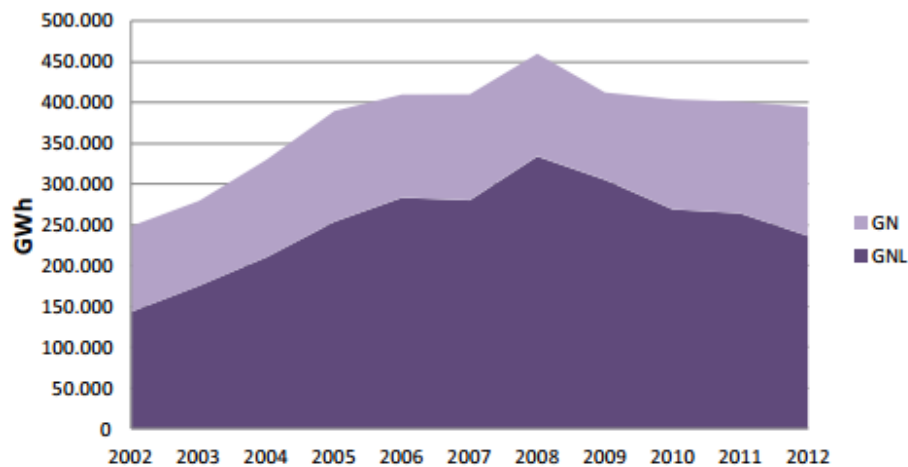


Figura 39: Evolución de la importación de GN y GNL en España. Fuente [25]

La diferencia entre ambas es que el aprovisionamiento por GNL permite una mayor flexibilidad en España, mientras que para aumentar la flexibilidad en el aprovisionamiento por gasoducto, sería necesario aumentar interconexión con Francia.

- Capacidad de almacenamiento de gas poco desarrollada. Alcanza el 13% de total del consumo nacional.

Por lo tanto la disponibilidad en volumen de la oferta de gas en España es bastante reducida en relación a la producción propia, a la capacidad de almacenamiento, es intermedia en relación a los aprovisionamientos por gasoducto, y es alta en relación a las importaciones de GNL. Por el momento España cumple en parte con este requisito.

Flexibilidad en volumen de la demanda de gas.

El sistema eléctrico español tiene una demanda, en la que el sector de generación eléctrica que usa gas natural para producir electricidad (centrales de ciclo combinado), representa una proporción mayor de demanda que en otros países de Europa. Sin embargo, la estructura del sector industrial y residencial no permite flexibilidad en la demanda de gas. Por tanto a mayor porcentaje de gas destinado a generación eléctrica, mayor flexibilidad en volumen de demanda gas total.

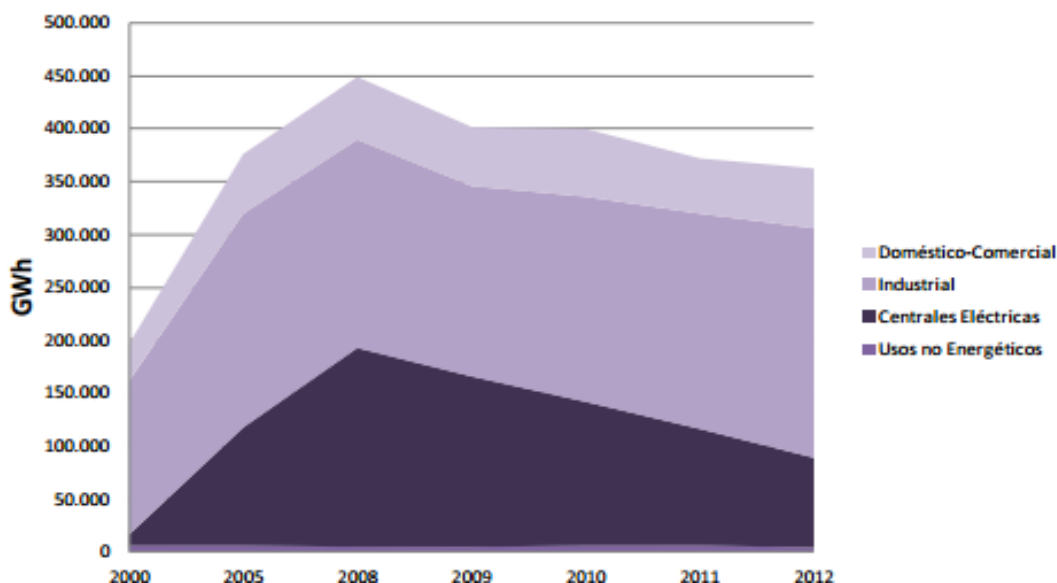


Figura 40: Evolución del perfil de la demanda de gas en España. Fuente [25]

España de momento cumple con este requisito, aunque en el futuro dependerá de la evolución de la participación del gas destinado a generación eléctrica en los próximos años.

Alto grado de liquidez del mercado

Como se mencionó en el punto 1.2, la liquidez en un mercado existe cuando un agente puede comprar o vender cantidades importantes de un producto, sin alterar significativamente el precio de dicho producto.

Los factores que impulsan la liquidez en el hub son:

- Estandarización de los productos del mercado
- Elevado nº de agentes con posiciones compradoras y vendedoras
- Incentivar a los agentes a comprar y vender voluntariamente en el mercado
- Anonimato en las transacciones
- Existencia de reglas de negociación que sean claras y conocidas

A todos estos factores hay que añadir la necesidad de unas Normas de Gestión Técnica del sistema gasista en la que se incentive a los gestores de las redes de transporte a utilizar los hubs para comprar y vender gas con fines de balance. Para ello es necesaria una regulación que defina las penalizaciones por incumplimiento del balance, e incentive el uso del hub como mecanismo para ajustar o minimizar posiciones desbalanceadas.

Mejorar las limitaciones existentes en las redes de transporte y distribución

Un hub debería disponer de una estructura de redes que permita transportar el gas con facilidad entre los diferentes puntos de la red gasista. España tiene actualmente restricciones en ciertas zonas geográficas. Para solucionar estas restricciones es necesario:

- Aumentar las inversiones para mejorar la red de transporte gasista, con el objetivo de minimizar las restricciones físicas existentes
- Introducir mecanismos de mercado para la solución de las restricciones, con productos que permitan el intercambio de bloques de gas entre distintas zonas de la red.

Existencia de al menos un operador de mercado

En España la apuesta es crear un hub virtual, alrededor del cual se desarrolla un mercado organizado. Para ello se necesita que al menos un operador de mercado se encargue de gestionar las transacciones de carácter financiero, ofreciendo productos de futuros para anticipar aprovisionamiento y/o cubrir riesgos, aparte de la gestión del mercado spot.

Durante los tres últimos años han existido dos propuestas independientes de operación de mercado ibérico de gas: la primera representada por la sociedad Iberian Gas Hub, y la otra propuesta por la sociedad Mibgas.

La tendencia en los dos últimos años ha sido la de intentar unificar ambas propuestas en una sola, con una serie de reuniones mantenidas entre ambas sociedades, que estaban fijadas en una hoja de ruta marcada por la CNE (ahora CNMC).

Finalmente el Ministerio de Industria, mediante la última modificación a Ley de Hidrocarburos de 21 de Mayo, y sin contar con el informe de la CNMC, ha designado a Mibgas como operador del mercado organizado de gas, dejando fuera del proyecto a Iberian Gas Hub.

Mibgas está formado por los operadores de mercado eléctrico de España y Portugal OMIE y OMIP (30%), el operador del sistema gasista español Enagás (20%), el operador del sistema gasista portugués Rensa (20%), y otros accionistas que ya figuraban también en el proyecto de Iberian Gas Hub: Kutxabank, La Caixa, el Instituto Catalán de Energía, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, el Ente Vasco de la Energía (EVE), Repsol, Endesa, EDP, Nexus, E.ON y BME.

Aumento de la interconexión con Francia

Adicionalmente se plantea que España pueda ser a medio plazo la puerta para introducir gas natural a Europa, procedente en forma de GNL del continente americano, (a través de las plantas de regasificación) y en forma de gas canalizado desde África (a través de los gasoductos de Medgaz y del Magreb), con el objetivo de reducir la dependencia existente en centroeuropa del gas procedente de Rusia.

En caso que el hub virtual en España evolucione con los años hacia un hub virtual y físico, el requisito fundamental para que pudiera cumplir su función, sería aumentar la conexión con los mercados europeos a través de más interconexiones con Francia, ya que actualmente la conectividad del sistema gasista español con el resto de Europa es muy baja. Para ello España tiene prevista la entrada en vigor del gasoducto Midcat en el año 2020, que pueda ampliar esta capacidad.

7. CONCLUSIONES

Como se ha podido observar a lo largo de este proyecto, los mercados de gas natural en Europa han experimentado un proceso de liberalización en los últimos años, impulsado en algunos casos por iniciativa propia, y en otros casos mediante las directivas europeas existentes al respecto.

Por otro lado, la revolución que ha supuesto la extracción de shale gas y shale oil en Estados Unidos, forzando a los países de la OPEP a bajar a más de la mitad el precio del barril de Brent, ha reducido considerablemente el precio del gas natural, con el beneficio que eso supone para la economía europea, muy dependiente todavía de otros países en cuanto a demanda de gas natural se refiere.

Esta doble tendencia ha permitido que se genere un escenario a nivel mundial, donde Europa cobra mayor protagonismo en la compra-venta de gas natural, que el que tenía hace unos años.

Bajo este escenario actual, con un mayor número de países que exportan gas natural, y una Europa en la que varios de sus países cada vez tienen más desarrollados sus hubs y mercados organizados, es importante que en España también tenga lugar el desarrollo de un hub gasista ibérico.

España tiene que hacer aún numerosas inversiones en infraestructuras y mejoras, para que pueda ser a medio-largo plazo la puerta de entrada de gas a Europa. A corto-medio plazo es importante que España trabaje las medidas que le faciliten impulsar la liquidez del hub, y la participación de un número creciente de agentes dentro del mercado organizado, para que al igual que con otros hubs ya sucede, podamos tener en España un precio de gas natural conocido, transparente y basado en variables fundamentales de mercado, con el objetivo a más largo plazo de poder sumarnos a un futuro proyecto de Mercado Interior Europeo.



Por otro lado, la conclusión principal que se puede obtener en el enfoque hacia la generación eléctrica, es que la creación de un hub permitiría incentivar el consumo de gas natural en España a un precio transparente, con el que los ciclos combinados podrían convertirse en la principal tecnología de respaldo de las energías renovables, con un coste variable de combustible a precio conocido e inferior al actual, sustituyendo en la medida de lo posible al carbón, que emite más CO₂ a la atmósfera, y utilizándose también junto con la hidráulica para cubrir las horas punta de demanda.

Desde el punto de vista personal, este proyecto me ha aportado mucho más conocimiento del que tenía previsto al inicio del mismo, debido a la variedad de las fuentes que he tenido que consultar, y a la diversidad de conceptos nuevos que he debido asimilar (sobre todo cómo se interrelacionan entre ellos), para comprender el funcionamiento de un mercado mayorista de gas natural en general, y en particular comprender qué es un hub gasista y como funciona, desde un punto de vista técnico, operativo y de mercado, trasladando ese aprendizaje a la posterior comprensión del proyecto que se está desarrollando actualmente en España con la puesta en marcha del hub gasista.

8. CRONOGRAMA

A continuación se presenta una tabla con las tareas realizadas, indicando la semana de comienzo y el tiempo dedicado en semanas a cada una de ellas, y un diagrama de Gantt donde se puede observar de manera gráfica la misma información.

Por motivos laborales, el proyecto ha tenido una duración mayor de la prevista inicialmente, con una dedicación equivalente a 60 semanas, y un promedio de 8 horas/semana, en total 480 horas.

TAREA	COMIENZO	DURACION
Estructuración inicial del proyecto	1	4
Identificación de objetivos	3	3
Búsqueda de información y fuentes	5	35
Estudio del sistema eléctrico y gasista español	5	7
Estudio de shale gas en el mundo	12	5
Estudio normativa europea	19	5
Estudio mercados europeos	19	12
Estudio de propuestas de hubs en España	30	10
Conclusiones	45	2
Redacción de la memoria	35	25

Tabla 7: Tareas desarrolladas en el proyecto

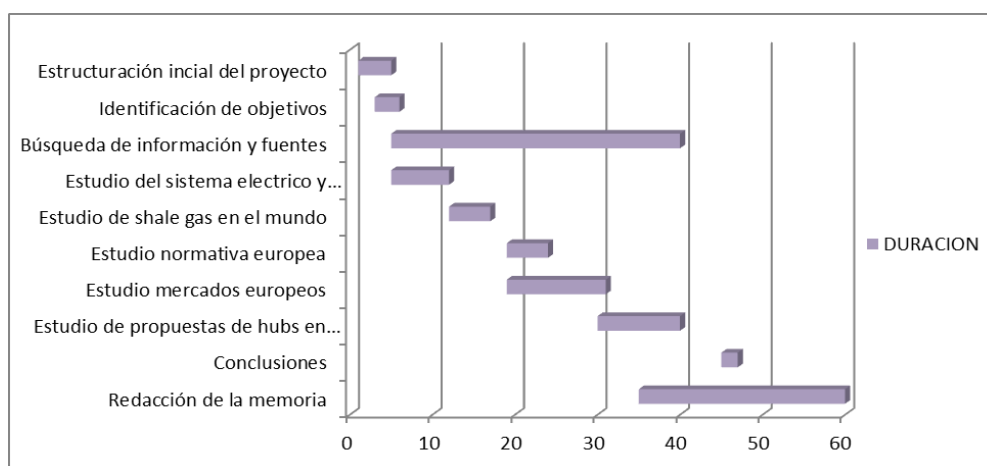


Figura 41: Diagrama de Gantt.

9. PRESUPUESTO

Para la elaboración del proyecto han sido necesarias 60 semanas de trabajo, con una media de 8 horas dedicadas semanalmente. Por tanto, en total corresponden a 480 horas de trabajo.

Los costes totales de la elaboración del proyecto han sido los siguientes:

- El coste unitario de cada hora de trabajo es 20 €, por lo que el coste total del trabajo realizado ha sido de 9.600 €.
- El ordenador utilizado tiene un coste de 750 €, a amortizar en 3 años, por lo que se considera un coste de 291,67 €.
- El coste por el servicio de internet asciende a 35 € al mes, por lo que para los 14 meses de duración del proyecto el coste ha sido de 490 €.
- Por último, los costes asociados al material de oficina e impresión han sido de 120 € en total.

Teniendo en cuenta todos los costes asociados a la elaboración del proyecto, el coste total del mismo asciende a 10.501,67 € + IVA.

En la siguiente tabla se resumen los gastos anteriormente comentados:

CONCEPTO	COSTE UNITARIO (€/ud.)	UNIDADES	COSTES TOTALES (€)
Mano de obra	20 €	480 días	9.600
Ordenador	750 € en 36 meses	14 meses	291,67
Internet	35 €	14 meses	490
Material de Oficina	-	-	120
TOTAL (sin IVA)			10.501,67

Tabla 8: Presupuesto de elaboración del proyecto



10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] www.theice.com
- [2] www.ree.es
- [3] www.energeticafutura.com
- [4] www.energiaysociedad.es
- [5] www.omie.es
- [6] Unión Fenosa Gas: “Panorámica global del sector del gas natural”. (2013) Jacobo Balbás
- [7] CNE: “El suministro de gas natural” (2009)
- [8] www.buscantllavors.org/fracking-la-fiebre-del-gas
- [9] SEDIGAS: “Informe SEDIGAS 2013”
- [10] www.gasinfocus.com/en/indicator/evolution-of-the-prices-of-natural-gas-in-the-main-market-zones
- [11] <http://www.economist.com/news/business/21571171-extracting-europes-shale-gas-and-oil-will-be-slow-and-difficult-business-frack-future>
- [12] CEPSA: “Derivados sobre gas natural” (2013). César Mendoza
- [13] www.efet.org
- [14] www.huberator.com
- [15] www.cegh.at
- [16] Club Español de la Energía: “Cuadernos de energía nº40 – El desarrollo de los hubs gasistas europeos” (Octubre 2013)
- [17] Kingston Energy Consulting: “Informe Prospex “(2011)
- [18] www.gasunietransportservices.nl
- [19] www.iea.org
- [20] www.gov.uk “UK Energy in Brief” (2014)



- [21] www.bloomberg.com
- [22] ENAGAS: “Informe anual 2013”
- [23] www.eex.com
- [24] BP “Statistical Review of World Energy” (June 2013)
- [25] Funseam “Perspectiva de hubs de gas natural en Europa y su desarrollo en España”
- [26] Iberian Gas Hub “Desarrollo de los mercados europeos de gas e implementación de un hub gasista ibérico”. M.A. Lasheras
- [27] Oxford Institute for Energy “Continental European Gas Hubs ¿Are they fit for purpose?” P. Heather
- [28] Cátedra de Energía Orkestra: “El desarrollo de los hubs gasistas europeos” (2013)
Eloy Álvarez Pelegry
- [29] EFET “Towards a single European energy market”
- [30] CEER: “Draft Vision for a European Gas Target Model”
- [31] Funseam “Los mercados mayoristas de gas natural. Una referencia a la realidad Europea”
- [32] IEA “Golden rules report 2013”
- [33] Club Español de la Energía: “Cuadernos de energía nº 44 - La liquidez en el hub de gas y los servicios de Iberian Gas Hub” (Enero 2015)
- [34] ACER “3er Gas Target Model Workshop” (Mayo 2014)
- [35] CNMC: “Informe de supervisión del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas” (Diciembre 2014)
- [36] CNE “Grupo de trabajo de actuaciones regulatorias para agilizar el desarrollo del mercado organizado de gas “(2013). Alejandro Alonso
- [37] CNE “El mercado secundario de gas natural en España “(2010)
- [38] ENAGAS “Normas de gestión técnica del sistema gasista”
- [39] Intermoney Energía “El mercado eléctrico en España”



[40] www.bp.com

[41] CNE: "El marco normativo europeo del gas natural y la hoja de ruta para el desarrollo del mercado de gas en España" (2013). Alejandro Alonso

[42] Iberdrola: "Mercados de gas. Trading de gas". (2013). Arturo Gallego

[43] <http://www.expansion.com/2014/12/12/empresas/energia/1418402905.html>

[44] OMIE: "Propuesta de desarrollo del mercado ibérico del gas". (2013) Pedro Basagoiti

[45] http://cincodias.com/cincodias/2014/04/21/empresas/1398105079_769343.html

[46] www.powernext.com

[47] CNMC "Estudio sobre los modelos de integración del mercado mayorista de gas español y portugués en un Mercado Ibérico de gas natural"

[48] www.reganosa.com

[49] REE: "Servicios de ajuste de operación del sistema. Avance 2013"

[50] EON: "La logística nacional del mercado de trading de gas". Marta González.

[51] www.eia.gov/naturalgas

[52] <http://www.minetur.gob.es/>

[53] ACER: "Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems"