

***La gestión logística
en la comercialización
del gas natural***



Diseño y Maquetación

Dpto. Marketing y Comunicación
Management Solutions - España

Fotografías

Archivo fotográfico de Management Solutions
Fotolia, Shutterstock

© Management Solutions 2011

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción, distribución, comunicación pública, transformación, total o parcial, gratuita u onerosa, por cualquier medio o procedimiento, sin la autorización previa y por escrito de Management Solutions.
La información contenida en esta publicación es únicamente a título informativo. Management Solutions no se hace responsable del uso que de esta información puedan hacer terceras personas. Nadie puede hacer uso de este material salvo autorización expresa por parte de Management Solutions.

Índice



Introducción

4



La cadena del gas

6



El Mercado Español del gas

12



Otros mercados de gas

20



Sistematización del proceso

24



Optimización de los costes logísticos

26



Conclusiones

30



Glosario

32

Introducción



La culminación del proceso de liberalización del mercado del gas natural en España, caracterizada por la libre capacidad que tiene cada consumidor de elegir suministrador, ha establecido un nuevo marco de actuación para las empresas del sector.

Por un lado, las compañías que realizan actividades de Transporte y Distribución de gas natural deben afrontar inversiones y cambios regulatorios en el sector que afectan a la retribución de su negocio. Por otro, las comercializadoras, que tradicionalmente ocupaban los mercados de sus zonas históricas de distribución, realizan esfuerzos por ampliar su ámbito de actuación, dando lugar a la entrada de nuevos competidores.

La gestión logística del gas natural, objeto del análisis de este documento, es una de las funciones a desarrollar por las comercializadoras de gas y afecta a la planificación y programación de actividades diversas como el aprovisionamiento de Gas Natural (GN) en estado gaseoso y Gas Natural Licuado (GNL), la regasificación, el transporte, el almacenaje, la distribución y el suministro al cliente.

Este documento recoge alguna de las claves de esta gestión logística, y expone oportunidades de actuación para las empresas comercializadoras:

- ▶ Se trata de un proceso amplio y complejo en tanto que requiere de coordinación de diversas áreas de la propia comercializadora y con terceros (Gestor Técnico del Sistema –GTS, Enagás en el mercado español- y otras comercializadoras, transportistas, distribuidoras, etc.). Por este motivo, la gestión logística tiene costes internos significativos en términos de recursos humanos y sistemas, y presenta además riesgos operativos asociados a un error de programación con consecuencias económicas tanto en términos de penalizaciones como de coste de oportunidad.

- ▶ El proceso lleva asociados costes relevantes en términos de peajes y cánones de almacenamiento, regasificación y transporte, que pueden llegar a constituir cerca de un 50% del precio de la energía suministrada y sobre los que cabe optimización.
- ▶ Es una actividad regulada ya que se desarrolla sobre un monopolio natural, la red de transporte y distribución, en la que es razonable prever cambios que hagan converger el modelo español hacia el de otros países europeos que están caracterizados por la existencia de un mercado de gas, *hub*, que proporciona un precio de referencia del mismo y un mercado de capacidad que optimiza el uso de ésta.

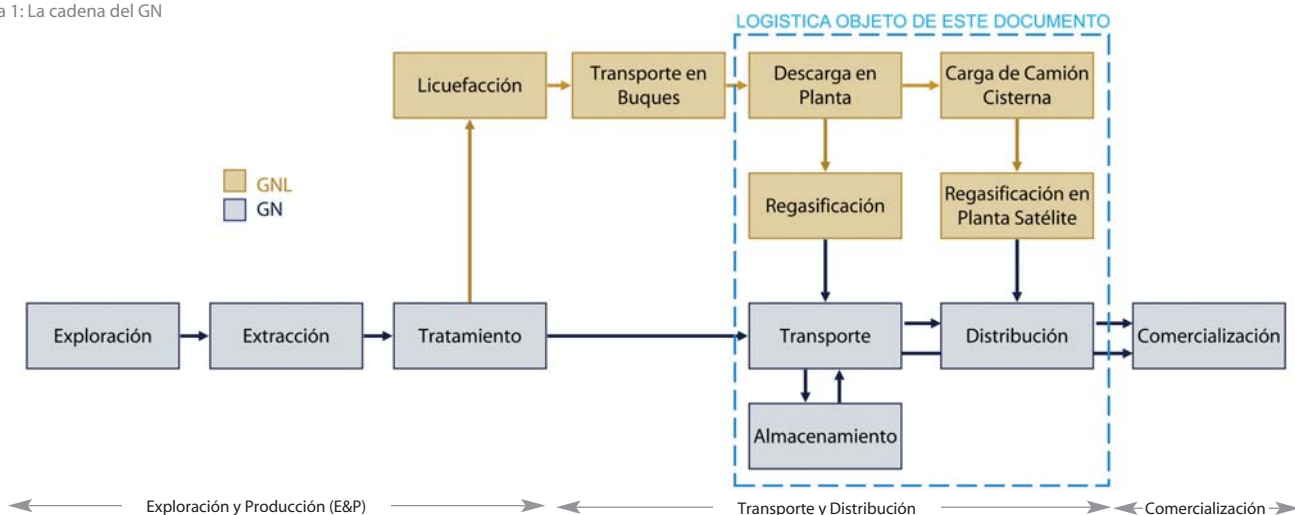
En las próximas páginas, y, tras un análisis general de la cadena de valor del gas, se exponen las características principales del mercado español y del de otros países de referencia. Posteriormente, se desarrollan las posibilidades de sistematización del proceso logístico y de optimización de sus costes (en este último caso con un ejemplo práctico), para finalizar con un resumen de las oportunidades y beneficios que estas actuaciones pueden representar para las comercializadoras.

La cadena del gas



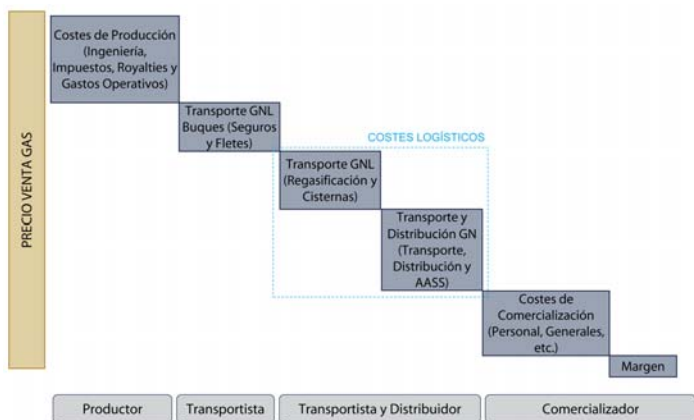
Dentro de la cadena de valor del gas, la gestión logística (objeto de este documento), comprende las actividades que tienen lugar desde la entrada del gas en la red de transporte y distribución hasta su suministro al cliente.

Figura 1: La cadena del GN



Fuente: Elaboración propia

Figura 2: Estructura de costes de la actividad gasista



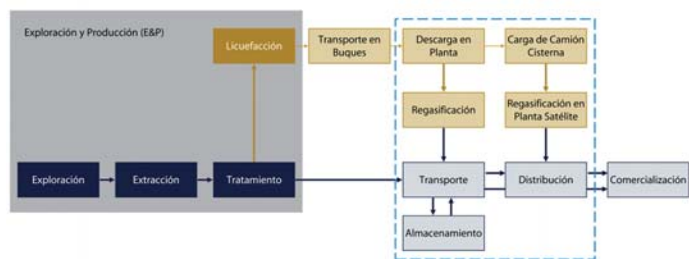
Fuente: Elaboración propia

Las actividades de gestión logística a las que se referirá el presente documento son por tanto aquellas que, en general, se desarrollan en el país donde tiene lugar el suministro al cliente final y constituyen una parte relevante de los pasos de la cadena de valor del gas y, por ende, de los costes finales asociados a su comercialización (Figura 2).

En este apartado se hace un breve recorrido por cada uno de los pasos en el proceso de producción, transporte, distribución y comercialización de gas con especial foco en aquellos que se refieren a la gestión logística.

Exploración y Producción (E&P)

Figura 3: La cadena del gas: E&P



Fuente: Elaboración propia

La actividad de E&P contempla la exploración, evaluación, extracción y la posterior depuración y licuefacción del gas para poder ser transportado desde las zonas de producción hasta las de consumo. Los avances en la tecnología están reduciendo los costes asociados a la exploración y producción y, en particular, los relativos a la licuefacción, que están consiguiendo reducir de forma notable los costes totales de producción del GNL.

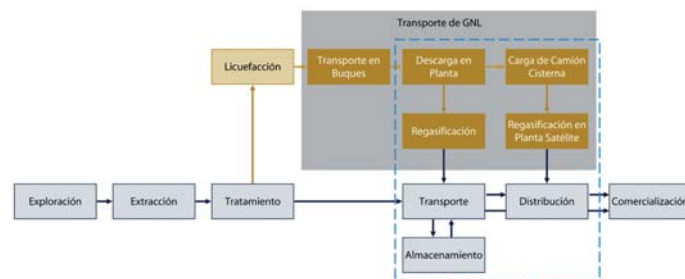
Los proyectos de E&P son de carácter muy intensivo en capital, con fuertes inversiones iniciales cuyo retorno es muy sensible a las variaciones de los precios de venta del gas y a otros riesgos, como una posible rescisión o reapertura de los contratos de aprovisionamiento, así como cambios jurídicos en los países productores (situados en su mayoría en zonas con cierta inestabilidad política).

La materialización de alguna de estas circunstancias puede condicionar la recuperación de la inversión inicial y afectar a las condiciones de aprovisionamiento de las comercializadoras.

Los costes de inversiones en ingeniería, los royalties e impuestos a pagar al país de origen para la obtención de los derechos de explotación, los gastos operativos en equipo técnico y humano, mantenimiento, etc. y el margen del productor marcan, junto a la situación de mercado, los costes de la materia prima. En este sentido, es frecuente que en los acuerdos productor-comercializador el precio del gas esté indexado a distintos subyacentes energéticos con precios y cantidades máximas o mínimas y otras condiciones que permitan adaptar el precio a las condiciones de consumo y del mercado.

Transporte de GNL

Figura 4: La cadena del gas: Transporte de GNL



Fuente: Elaboración propia

El transporte de GNL comprende su traslado desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo en buques metaneros y su descarga en tanques, tanto para regasificación como para su carga en cisternas.

El transporte marítimo hace posible el aprovisionamiento de gas procedente de reservas alejadas, aumentando así la diversidad de fuentes de suministro. Una vez alcanzado el puerto de destino, el buque se descarga en los tanques de la planta, bien para su regasificación e inyección en la red de gasoductos, bien para su carga y transporte a través de camiones cisterna hasta las plantas satélite que permiten regasificar y suministrar GN exclusivamente a un cliente o a una zona específica.

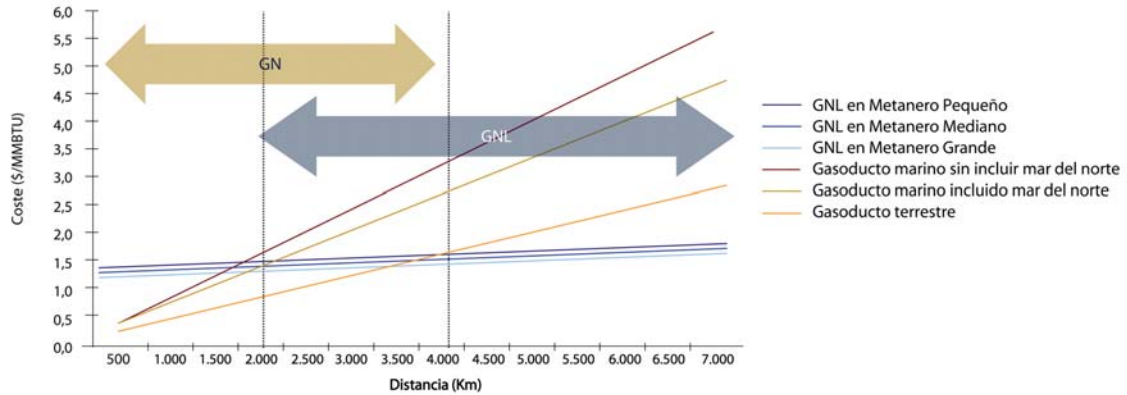
Uno de los aspectos clave en la logística del GNL es la planificación y correcta programación de los buques, ya que a la capacidad de prever la demanda y de mejorar el precio se unen las restricciones técnicas y de tráfico portuario. Por ejemplo, en el Sistema Español, el GTS limita el número de barcos que puede descargar cada comercializadora anualmente (que se determina en función de variables tales como la demanda que cubrió el ejercicio anterior y el potencial crecimiento de la misma).

Esta actividad da lugar fundamentalmente a tres tipos de relaciones contractuales del comercializador:

- ▶ Aprovisionamiento de GN y GNL tanto a largo como a corto plazo y contratos spot en los que se recoge el coste del gas, las mermas sufridas durante su transporte, el propio flete y los seguros. Las cláusulas establecidas en los contratos de aprovisionamiento establecen la relación contractual del



Figura 6: Comparación de los costes de transporte de GN vs GNL



Fuente: Enagás

productor y del comercializador y definen las variables fundamentales de un contrato de aprovisionamiento¹.

- ▶ Capacidad de regasificación que le permitirá a la comercializadora regasificar el gas e introducirlo en la red de transporte y distribución.
- ▶ Capacidad de carga y transporte de cisternas para desplazar el gas desde la planta en la que se ha descargado el buque hasta una planta satélite en la cual se regasificará y suministrará a una zona específica. Como criterio general, cada planta satélite tendrá asignada como planta de regasificación asociada, aquella que se encuentre a menor distancia por carretera.

Transporte y distribución de GN

La actividad de transporte y distribución de GN comprende el transporte, la distribución y el almacenamiento de GN.

La red de gasoductos diseñada para transportar el gas de un punto a otro permite un transporte rápido, seguro y eficiente si se considera la pequeña proporción de energía perdida entre el origen y su destino final. No obstante, los costes de transporte de GN son mucho más sensibles a la distancia que los de GNL pudiéndose establecer, en términos generales, que cuando la distancia de transporte es menor a 1.500 Km el transporte mediante gasoductos es la forma de transporte más económica. A partir de 1.500 Km es más eficiente económicamente el transporte a través

de barcos que los gasoductos submarinos y, si la alternativa es el gasoducto terrestre, el umbral para el uso de buques se sitúa a partir de los 4.000 Km (Figura 6).

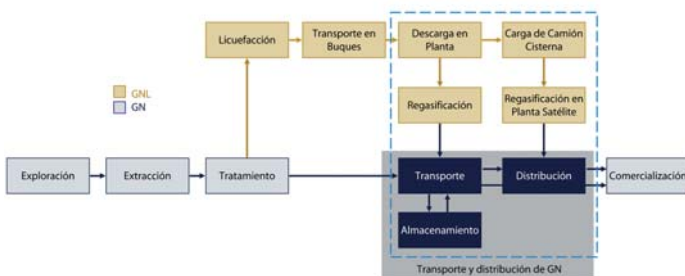
Para hacer circular el GN a través de los gasoductos se aumenta la presión del mismo, reduciendo su volumen, en determinados puntos a través de **estaciones de compresión**, que aseguran el correcto y necesario nivel de presión a lo largo del gasoducto compensando las posibles pérdidas que se producen en el transporte y asegurando la circulación de los caudales de gas.

Asimismo, existen **estaciones de control** que ayudan a los operadores de los gasoductos a hacer un seguimiento de los flujos de gas al recibir las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos de diferentes puntos a lo largo del gasoducto. Este tipo de estaciones ayudan a detectar rápidamente cualquier tipo de disfunción, pérdida o actividad inusual en el funcionamiento de los gasoductos.

Existen diferentes tipos de gasoductos dependiendo de la capacidad de gas que transporten, clasificándose en red de transporte primaria y red de transporte secundaria.

La **red de transporte** de alta presión, o red primaria, transporta el gas desde las plantas de procesamiento hasta las zonas de alta demanda de gas, que suelen ser zonas urbanas muy pobladas.

Figura 5: La cadena del gas: Transporte y distribución de GN



Fuente: Elaboración propia

¹En cuanto a la **cantidad** se acuerdan cláusulas como "Take-or-pay" y "Delivery-or-pay" que aplican penalizaciones al comprador o al proveedor, respectivamente, en caso de no llegar a comprar o vender cierto límite de volumen respecto a lo contratado. Unidas a ellas pueden aparecer adicionalmente las cláusulas "Carry-forward" y "Make-up", que aportan una cierta flexibilidad permitiendo adelantar o aplazar entregas de gas estipuladas de un periodo a otro. Otra cláusula habitual es "build-up", consistente en la posible existencia de un periodo inicial de suministro creciente durante unos pocos años. En cuanto a la **duración** del contrato, el mismo puede interrumpirse. Se acuerda la interrupción legítima por fuerza mayor (por cambios regulatorios o por retraso o indisponibilidad de infraestructuras). La negligencia en el uso u operación, las demoras en el pago, el posible **default** de un tercero o la indisponibilidad de licencias o documentación necesaria conocida, no constituirían sin embargo motivo de fuerza mayor. Adicionalmente, la interrupción puede ser legítima no siendo originada por fuerza mayor si el contrato incluye clausulado de "early finishing", que contempla esta posibilidad bajo otras circunstancias. En cuanto a la **calidad** del gas transportado en el buque, debe tenerse en cuenta para conocer sus posibles destinos, pues cada zona tiene establecidos distintos requisitos del poder calorífico superior que debe tener el gas para poder ser introducido a su sistema.

Desde la red de transporte, el GN se dirige:

- ▶ A las redes de distribución o redes secundarias a través de puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) que lo hacen llegar hasta todos los puntos de consumo.
- ▶ Directamente a clientes a través de líneas directas; por ejemplo clientes industriales y ciclos combinados.

En el Sistema Español tienen la consideración de instalaciones de distribución de GN los gasoductos con baja presión (es decir, red de diseño igual o inferior a 16 bares) y aquellos otros que, con independencia de su presión de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario. También las plantas satélite que alimenten redes de distribución son consideradas instalaciones de distribución.

El transporte de GN va acompañado del uso de almacenamientos de gas. Los tipos más comunes son los **almacenamientos subterráneos** (AASS), que tienen grandes ventajas frente a los almacenamientos en superficie desde el punto de vista técnico y económico; entre ellas, su capacidad, ya que aprovechan la compresibilidad del gas a bajas profundidades para poder aumentar el volumen de gas almacenado. El GN se puede almacenar en yacimientos ya explotados, en acuíferos, en cavernas de sal y en minas².

Desde el punto de vista operativo, los AASS se caracterizan por las siguientes variables:

- ▶ Capacidad total de gas: volumen máximo de gas que puede ser almacenado.
- ▶ Gas total almacenado.
- ▶ Gas “colchón”: volumen de gas permanente que es necesario para garantizar una presión y capacidad de extracción adecuadas y constantes.
- ▶ Volumen de gas “útil”: gas disponible para el mercado, de manera que se considera inyectable o extraíble.
- ▶ Capacidades de extracción e inyección.

Éstas definirán el tipo de servicios que pueden prestar dichos almacenamientos.

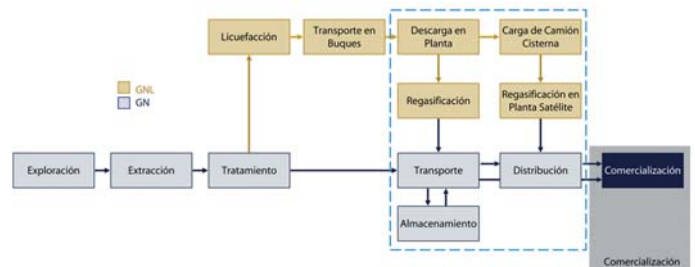
²La actividad de almacenamiento tiene como funciones principales en el sistema gasista:

- Modulación y ajuste entre la oferta y la demanda. El objetivo es hacer frente a los desequilibrios motivados por variaciones de la demanda, tanto de tipo estacional como semanal.
- Mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad. Con ellas se pretende asegurar un marco de continuidad y seguridad de suministro de gas en caso de fallo, tanto de los aprovisionamientos de gas, como de las instalaciones en origen o puntos de entrada a nuestro sistema. De acuerdo con la normativa vigente, las comercializadoras de GN, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional y los consumidores directos en mercado, en la parte de sus consumos de carácter firme no suministrados por las comercializadoras, deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 20 días de sus ventas (o consumos) firmes. Al menos la mitad de dichas existencias se mantendrán en AASS de la red básica.
- Optimización de los márgenes. En el contexto de mercado liberalizado, la capacidad de almacenamiento podría ser utilizada como una herramienta comercial, en función de los precios de gas en el mercado.

Las actividades de transporte y distribución constituyen un monopolio natural retribuido según un modelo legalmente establecido. En el Sistema Español el uso de estas infraestructuras logísticas de terceros conlleva unos costes denominados “Coste de Acceso de Terceros a la Red” (ATR).

Comercialización

Figura 7: La cadena del gas: comercialización



Fuente: Elaboración propia

Si bien la actividad de comercialización implica planificación y programación de las anteriormente citadas actividades de transporte y distribución de GN y transporte de GNL, en sentido amplio, la comercialización de gas comprende la compra de gas a los productores para su posterior venta a otras comercializadoras y al cliente final.

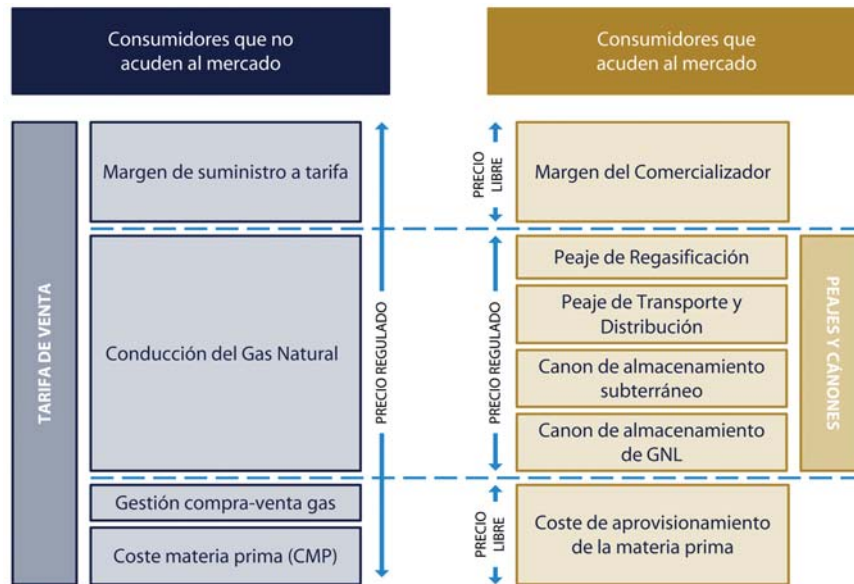
Para el suministro del gas las comercializadoras planifican, programan y acuerdan condiciones de transporte y distribución, de inyección/extracción en AASS y de intercambio con otras comercializadoras para flexibilizar la cantidad de gas de la que disponen en cada momento.

El comercializador por lo tanto debe interactuar con el resto de operadores del mercado gasista (productores, transportistas, distribuidores, GTS y consumidores) y debe gestionar las condiciones de esta relación para la optimización de sus costes.

De forma resumida, los costes finales del gas que soporta el comercializador son:

- ▶ El coste de aprovisionamiento: es el precio de compra del gas en los mercados internacionales. A éste hay que sumar el coste del transporte del gas hasta España (costes de seguros y fletes).
- ▶ Los cánones y peajes: de almacenamiento, regasificación, descarga de buques, carga de cisternas en su caso, transporte y distribución.
- ▶ El coste de la actividad de comercialización: gastos operativos y de gestión en los que el comercializador incurre para llevar a cabo su actividad.

Figura 8: Desglose del precio del GN

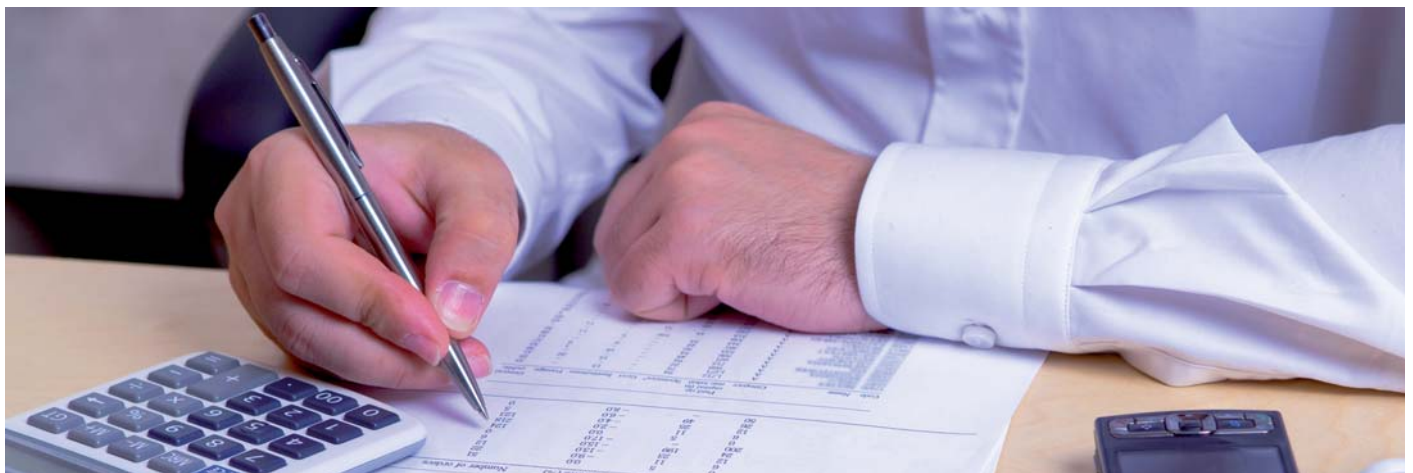


Fuente: Basado en el informe "Aspectos Tarifarios y Participación de Clientes Domésticos en el Mercado del Gas Natural" de la CNE

La CNE, en el informe "Aspectos Tarifarios y Participación de Clientes Domésticos en el Mercado de Gas Natural", expone que para un cliente doméstico aproximadamente el 50% del precio final de venta se originaría en los costes logísticos (peaje de regasificación, peaje de transporte y distribución, canon de almacenamiento subterráneo y canon de almacenamiento de GNL).

En el caso de una comercializadora media, los costes logísticos (asociados al suministro doméstico e industrial en una proporción media 15/85) pueden suponer un 10% de los ingresos por ventas.

Los costes logísticos suponen en general para una comercializadora un gasto comparable con el propio margen bruto de su negocio.



El Mercado Español del gas



Regulación del Mercado

La liberalización del mercado del gas comenzó en España en el año 2000 para grandes consumidores, año en el que aparecieron las primeras empresas comercializadoras y un 11% de las ventas se realizaron ya en el mercado libre.

Es en 2003 cuando los pequeños consumidores domésticos pudieron elegir la compañía suministradora de gas. A partir de ese momento se generaron dos modalidades de suministro de gas: suministro a tarifa o regulado y suministro liberalizado. La liberalización alcanzaba ya el 74% en consumo industrial y solo un 12% en doméstico, donde se daba una gran fidelización al distribuidor.

A partir del 1 de julio de 2008 se suprimió la actividad de suministro de gas a tarifa por parte de los distribuidores. Desde ese momento, los consumidores que seguían siendo suministrados por una empresa distribuidora en el régimen de tarifa regulada sin haber elegido una empresa comercializadora, pasaron por defecto a ser suministrados por el comercializador perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora a través de la Tarifa de Último Recurso (TUR).

La TUR es única en todo el territorio español³ y los consumidores con derecho a acogerse a la misma son todos aquellos conectados a gasoductos de presión menor o igual a 4 bar y con un consumo anual inferior o igual a 50.000 kWh⁴. En este grupo están incluidos todos los consumidores domésticos de gas.

En el suministro liberalizado, el cliente puede ser suministrado por un comercializador a través de un contrato de suministro o comprar directamente el gas en el mercado, para lo que tendrá que suscribir un contrato de acceso a las instalaciones de transporte y distribución de gas.

No obstante, cabe destacar que esta distinción de clientes, si bien permite caracterizar la situación del mercado español, no afectaría a la gestión logística en la medida que ésta trata la planificación y programación de cantidades de gas, independientemente de sus condiciones económicas de venta.

Magnitudes del Mercado

La **demanda** de gas en el ejercicio 2010 tuvo un crecimiento del 10% para el sector convencional, que incluye el consumo industrial, doméstico y comercial, situándose en los niveles previos a la crisis económica. Este incremento ha estado motivado por el mayor consumo industrial y por el efecto de las bajas temperaturas. Por el contrario, las entregas de gas para generación eléctrica en centrales térmicas convencionales y ciclos combinados disminuyeron en un 15,7% fundamentalmente por la elevada pluviosidad, el aumento de la generación eléctrica con fuentes renovables y la mayor disponibilidad del parque de generación nuclear.

³La Resolución de 22 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, publica la tarifa de último recurso de GN.

⁴Dentro de la TUR se distinguen para el territorio peninsular la tarifa T1 (para consumos inferiores a 5.000 kwh/año) y T2 (para consumos de entre 5.000 y 50.000 kwh/año). El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC) revisa trimestralmente el término variable de la TUR, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

Figura 9: Demanda de GN en España en 2010

Unidad: GWh	2007	2008	2009	2010	
	real	real	real	cierre	%/año 2009
Mercado Nacional	408.431	449.389	401.855	400.726	-0,3%
- Convencional nacional	266.372	261.921	241.062	265.101	+10,0%
- Sector eléctrico	142.059	187.468	160.793	135.625	-15,7%

Fuente: Enagás, Informe 2010 El Sistema Gasista Español

Por regiones, la Comunidad Autónoma con mayor consumo de GN continúa siendo Cataluña, seguida de Andalucía y de la Comunidad Valenciana.

Figura 10: Demanda en 2010 por Comunidades Autónomas



Fuente: Enagás, Informe 2010 El Sistema Gasista Español

La liberalización del mercado minorista del gas ha fomentado el incremento de la competencia y la aparición de nuevos competidores, como pone de manifiesto la notable variación de la cuota de mercado de las distintas comercializadoras en el periodo 2003-2010.

Figura 11 : Cuota de mercado por consumo de energía (mercado liberalizado)

	2003	2008	2009	2010
GN	60,7%	43,7%	36,8%	32,0%
Unión Fenosa	2,5%	12,9%	13,0%	17,2%
Endesa	4,2%	9,2%	11,4%	12,4%
Iberdrola	10,2%	13,4%	12,6%	10,5%
Cepsa	5,2%	4,5%	5,0%	5,8%
Naturgas	5,2%	5,3%	5,2%	5,1%
Shell	3,0%	3,3%	3,6%	3,7%
EON	NA	0,9%	3,2%	3,3%
GDF-Suez	NA	2,4%	3,6%	3,0%
BBE	NA	2,2%	2,2%	2,6%
BP	9,1%	1,1%	1,7%	2,4%
Sonatrach	NA	0,3%	1,0%	1,1%
Galp	NA	0,3%	0,4%	0,4%
Centrica	NA	0,1%	0,1%	0,0%
Incogas	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%
EGL	NA	NA	0,1%	0,0%
Otras	0,0%	0,3%	0,1%	0,4%

Fuente: CNE, Informes trimestrales de supervisión del mercado del gas

⁵Hay que tener en cuenta las desinversiones acordadas con la Comisión Nacional de la Competencia tras la fusión de Gas Natural y Unión Fenosa. Estas desinversiones se tradujeron en la suma al Grupo Naturgas de los clientes de Gas Natural en Murcia y Cantabria (210.000 clientes) y al Grupo Galp de parte de los clientes de Gas Natural de la Comunidad de Madrid (300.000 clientes).

⁶Fuente: Memoria 2010 Club Español de la Energía.

Se ha producido un aumento de los clientes en comercializadoras que presentaban, hasta el inicio de la liberalización, una actividad de distribución reducida, como p.e. Endesa, y han aparecido nuevos competidores en el mercado como EOn, GDF-Suez, BBE, Sonatrach y otros que en su conjunto representan, ya en 2010, un 10,4% del consumo total.

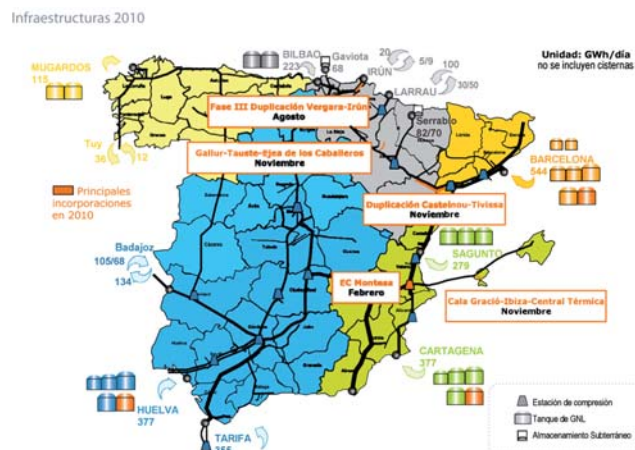
En el ejercicio 2010, se observa que Gas Natural es la empresa con una mayor caída en su cuota de mercado⁵.

Características del Mercado Español

Infraestructuras

La siguiente figura muestra las infraestructuras del Sistema Gasista Español en el ejercicio 2010.

Figura 12 : Mapa de infraestructuras del Sistema Español en 2010

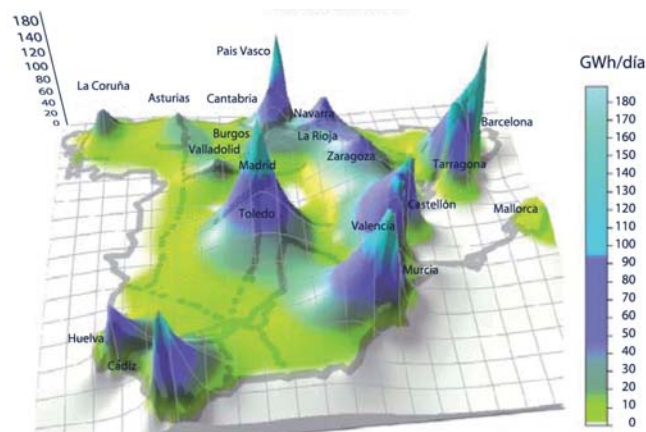


Fuente: Enagás, Informe 2010 El Sistema Gasista Español

Los valores conjuntos de la longitud de las redes de **transporte y distribución** alcanzan la cifra de 74.200 km, distribuidos entre 11.349 km de la red de transporte y 62.851 km de la red de distribución⁶, habiendo aumentado la longitud de la red española un 34% en los últimos cinco años.

La zona centro del país es la más vulnerable desde el punto de vista de la seguridad de suministro, puesto que es un núcleo de gran concentración de mercado doméstico y comercial, a la vez que la región más alejada de cualquier punto de entrada al Sistema. Esta zona requiere una red de transporte sólida, que se ha ido reforzando progresivamente.

Figura 13 : Ubicación geográfica de la demanda en 2010



Fuente: Enagás, Informe 2010 El Sistema Gasista Español

Figura 14: Características en las Plantas de Regasificación del Sistema Español

Planta	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugardos	Musel
Cisternas	14	15	14	3	10	1	2
Capacidad de almacenamiento (GWh)	4.727	4.244	4.021	2.055	3.083	2.055	2.055
Capacidad de regasificación (GWh/día)	561	382	379	225	282	117	116

Fuente: Enagás

El número de municipios con redes de distribución para dar servicio de GN asciende a 1.497. En los últimos diez años el aumento anual medio de municipios con servicio de GN ha crecido a una media de 55 por año. El potencial es todavía elevado ya que España cuenta con 8.154 municipios en total, donde habita aproximadamente el 25% de la población española.

El Sistema cuenta con seis **plantas de regasificación** operativas, situadas en los puertos de Barcelona, Cartagena, Huelva, Bilbao, Sagunto y Mugardos, y se encuentra en construcción la planta del Musel (Gijón) con el objetivo de reforzar la estructura de aprovisionamiento de la Península y poder seguir incrementando la diversificación de las procedencias.

A pesar del actual descenso de la demanda de gas y de que el nivel medio de llenado de los **tanques de GNL** en las seis plantas de regasificación del Sistema ha sido del 47% en 2010 (un 7% inferior al año anterior), ha existido un déficit histórico de capacidad de almacenamiento y recientemente se han incorporado tres nuevos tanques de almacenamiento de GNL al Sistema (Barcelona, Cartagena y Huelva) que representan un 18% adicional de capacidad de almacenamiento.

Figura 15: Capacidad de almacenamiento de GNL en el Sistema Español

unidad m ³ GNL	fecha		Δ m ³ GNL	Δ %
	31-12-09	31-12-10 incorpor.		
Barcelona	540.000	690.000	+150.000	+28%
Cartagena	437.000	587.000	+150.000	+34%
Huelva	469.500	619.500	+150.000	+32%
Bilbao	300.000	300.000		
Sagunto	450.000	450.000		
Mugardos	300.000	300.000		
Total Tk's	2.496.500	2.946.500	+450.000	+18%

Fuente: Enagás, Informe 2010 El Sistema Gasista Español

Actualmente el Sistema Gasista Español cuenta con dos almacenamientos subterráneos, que son antiguos yacimientos de GN: Serrablo (Huesca) y Gaviota (Vizcaya). El Proyecto Yela, que Enagás desarrolla en la provincia de Guadalajara, será el tercero de éstos, ubicado estratégicamente en el centro de la Península.

Condiciones de operación del Sistema

El uso de las infraestructuras logísticas para la comercialización de gas queda definido por acuerdos bilaterales entre las partes e implica unos costes de ATR que se describen brevemente a continuación.

Por un lado, el uso de la **red de transporte** está sujeto al pago de peajes y cánones compuestos por un término de capacidad y uno de conducción (éste varía según la presión de diseño a la que se conecten las instalaciones del consumidor).

Por otro, los acuerdos de **regasificación** confieren el derecho a la descarga de buques, al almacenamiento de GNL en los tanques de la planta y a la regasificación. A cambio, el comercializador deberá pagar un peaje de descarga de buques, un canon de almacenamiento de GNL y un peaje de regasificación (las tres tasas tienen la misma estructura con un término fijo por el uso de las instalaciones y un término variable en función de la cantidad descargada, almacenada o regasificada, respectivamente).

Las condiciones de operación en el Sistema establecen que un agente debe regasificar diariamente entre el 85% y el 105% de su capacidad contratada. Adicionalmente, la cantidad que cada comercializadora tiene almacenada en el conjunto de plantas del Sistema no debe ser superior a 8 veces la capacidad diaria de regasificación contratada (los excesos dan lugar a penalización). Existen dos tramos de penalización, siendo ésta inferior si el exceso no supera las 0,5 veces la capacidad diaria contratada.

Estas posibles penalizaciones fomentan la existencia de intercambios de gas entre comercializadoras para no rebasar los límites legalmente establecidos.

Adicionalmente, las comercializadoras contratan por un lado capacidad de **carga de camiones cisterna** con los propietarios de las plantas (que llevan asociado un peaje de carga de cisternas y un coste de transporte de las mismas) y, por otro, la posibilidad de inyectar, extraer y almacenar gas en el **almacenamiento subterráneo** por el que igualmente se paga un término fijo y uno variable⁷.

⁷No se pagará peaje en los casos en los que se está en periodo de inyección (estación estival) y se desea extraer o se está en periodo de extracción (estación invernal) y se desea inyectar.

Figura 16: Exportaciones/importaciones de gas por conexión internacional en España en 2010

Unidad : GWh	Año 2009			Año 2010			%s/año 2009
	entradas	salidas	saldo	entradas	salidas	saldo	
Tarifa GME	79.561		79.561	79.364		79.364	-0,0%
Almería MEDGAZ-Larrau	23.956	-7.703	16.253	18.621	-6.468	12.153	-25,0%
Tuy		-3	-3		-611	-611	>100,0%
Badajoz	1.346	-2.986	-1.641	1.816	-5.002	-3.186	+94,0%
Irún		-871	-871		-448	-448	-49,0%
TOTAL	104.863	-11.564	93.299	99.801	-12.529	87.272	-6,5%

Unidad: GWh/día

Fuente: Enagás, Informe 2010 El Sistema Gasista Español

Nivel de actividad

En 2010 el 76% de los aprovisionamientos lo han sido en forma de GNL mientras que el 24% restante ha entrado al Sistema en forma de GN a través de las conexiones internacionales. España es netamente importadora de gas por conexión internacional, si bien la utilización de la capacidad instalada de entrada ha sido del 48% y la de la capacidad contratada de entrada del 68%.

En las exportaciones/importaciones a través de conexión internacional, las entradas a través de la conexión de Tarifa se mantienen mientras que descienden un 25% las importaciones por Larrau y aumentan significativamente las exportaciones de gas a Portugal a través de Tuy y Badajoz (Figura 16).

El GNL descargado se ha incrementado un 2% respecto al año anterior y, sin embargo, la descarga de buques en 2010 se redujo en 35 metaneros respecto a 2009 (pasando de 470 a 435 buques) debido al aumento de su tamaño. En los próximos años está previsto que aumente el número de descargas de buques metaneros de gran tamaño, procedentes fundamentalmente de Trinidad-Tobago, Nigeria y Golfo Pérsico, para cubrir un previsible aumento de la demanda.

Los principales países suministradores de gas a España son Argelia (30%), Qatar (15%) y Trinidad y Tobago (7,5%). En el año 2010 ha destacado el aumento del gas procedente de Nigeria y Qatar, el descenso del GNL de Omán y Egipto y la diversificación de aprovisionamientos que suponen la llegada de gas de Perú y EEUU (Figura 17).

En todas las plantas del Sistema, a excepción de la de Huelva, se ha reducido el volumen regasificado en 2010 con respecto a 2008 (Figura 18).

Los volúmenes de inyección y extracción han sido muy superiores en 2010 a los de 2009, afectados entre otras variables por las cinco olas de frío sufridas en 2010 (Figura 19).

Figura 19: Características de los AASS en 2010

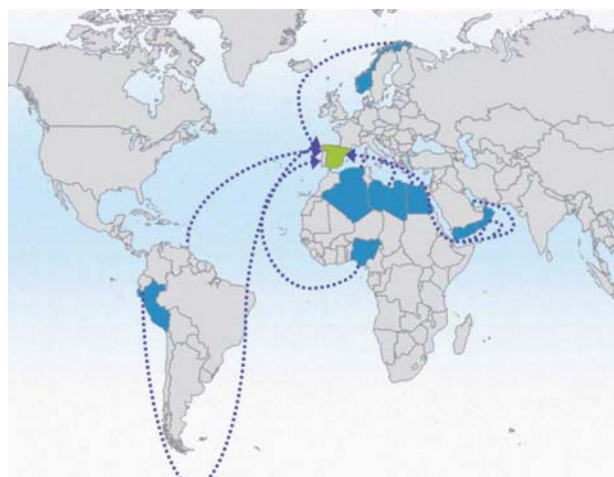
Unidad : GWh	2009	2010
<i>finales diciembre</i>		
Capacidad AASS	44.473	44.473
A Existencias totales	38.331	35.775
A1 - Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404
A2 - Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202
A3 - Gas operativo	13.725	11.170
% llenado gas operativo	69%	56%
Gas colchón	24.606	24.606
Gas útil	21.927	19.372
Inyección	7.579	12.224
Extracción	10.265	14.779

Fuente: Enagás, Informe 2010 El Sistema Gasista Español

Modelo retributivo de las actividades reguladas

El montante de los costes logísticos del Sistema incurridos por los comercializadores servirá para retribuir a los transportistas y distribuidores, pero la retribución de éstos no se realiza directamente a través de los peajes y cánones pagados en último extremo por los clientes sino a través de un modelo indirecto de retribución del MITYC.

Figura 17: Orígenes del gas aprovisionado en España en 2010



Fuente: Enagás, Informe 2010 El Sistema Gasista Español

		2009		2010		Crecimiento
		GWh	%	GWh	%	2010 vs 2009
Argelia	GN	79.561	} 31,0%	79.364	} 30,0%	-0,2%
Argelia	GNL	47.999		43.617		-9,0%
Italia	GNL	12.416	3,0%	9.289	2,0%	-25,0%
Qatar	GNL	50.131	12,0%	62.847	15,0%	+25,0%
Omán	GNL	23.129	6,0%	2.891	0,7%	-88,0%
Nigeria	GNL	55.192	13,0%	88.799	21,0%	+61,0%
Egipto	GNL	47.942	12,0%	33.604	8,0%	-30,0%
Noruega	GNL	15.773	4,0%	20.621	5,0%	+31,0%
Francia	GN	23.956	6,0%	18.621	4,0%	-22,0%
Libia	GNL	8.252	2,0%	4.145	1,0%	-50,0%
T&T	GNL	43.778	11,0%	36.542	9,0%	-17,0%
EE.UU.	GNL	-	-	1.311	0,3%	nuevo
Perú	GNL	-	-	6.255	2,0%	nuevo
YEMEN	GNL	1.048	0,0%	2.968	1,0%	+183,0%
Nacional	GN	1.715	0,4%	1.205	0,3%	-30,0%
Portugal	GN	1.346	0,3%	1.816	0,4%	+35,0%
TOTAL		412.239	100,0%	413.893	100,0%	+0,4%

El GN nacional incluye la extracción de los almacenamientos no básicos del Valle del Guadalquivir.

Figura 18: Características en las Plantas de Regasificación del Sistema Español

Planta	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugardos	Musel
Total regasificado 2008 (GWh)	77.601	61.101	47.323	56.278	66.586	21.749	Entrada en funcionamiento en 2011
Total regasificado 2009 (GWh)	72.391	59.997	44.435	49.285	65.300	16.207	
Total regasificado 2010 (GWh)	77.392	67.622	41.984	49.922	56.092	19.325	

Fuente: Enagás

Este modelo se apoya en 3 grupos de variables:

- ▶ Las que caracterizan la cartera de activos sujetos a retribución regulada: engloban atributos técnicos como la tipología de activo, su presión y su vida útil; operativos como la fecha de entrada en operación; y económicos como su coste real de inversión, su coste estándar, su valor neto actualizado y su valor amortizado.
- ▶ Las que caracterizan la demanda o gas vehiculado: engloban atributos de previsión de consumo y gas vehiculado.
- ▶ Los propios parámetros o variables macro que definen el modelo: recogen variables externas como el Índice de Precios al Consumo (IPC), el Índice de Precios Industriales (IPRI), subvenciones recibidas y otros parámetros.

Anualmente el MITYC revisa los peajes y cánones a pagar por el uso de las instalaciones logísticas aplicando a las estimaciones de actividad del año siguiente los peajes y cánones del año en curso y estimando el desequilibrio entre ingresos y costes. La revisión de las tarifas incluye la cobertura del déficit/superávit generado el año anterior, de tal modo que se intenta cada año equilibrar los ingresos y costes estimados teniendo en cuenta el saldo, positivo o negativo, que se generó el año anterior. Desde el año 2002 se ha generado un déficit anual medio del 2%.

En su "Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2011" el Ministerio establece los peajes y cánones logísticos para el 2011 y estima que durante el 2011 serán un 7% inferiores a los costes de la red de transporte y distribución⁸ y que, por tanto,

para garantizar la suficiencia de ingresos y resolver la asimetría entre recaudación por el uso de infraestructuras y retribución, sería necesario un aumento de los peajes y cánones cercano al 8%. La Comisión Nacional de la Energía (CNE), en su Informe 40/2010 sobre dicha Propuesta de Orden, cuestiona el método utilizado para la revisión de estos peajes y cánones logísticos y enfatiza la necesidad de alinear la retribución de cada actividad con su coste real.

La CNE pone de manifiesto la existencia de subvención cruzada entre las actividades de uso de los AASS y la regasificación.

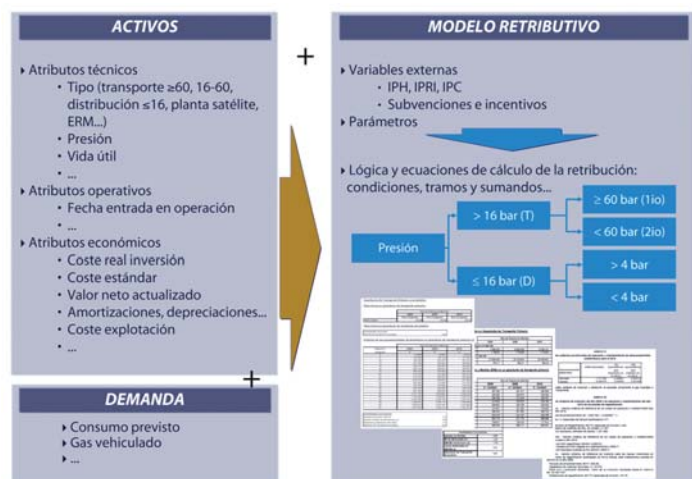
En conclusión, los cánones y peajes deberán en todo momento recaudar los costes del Sistema Gasista, **siendo la eficiencia en la inversión y gestión de la red la única vía de reducción de costes logísticos en términos absolutos.**

Balance de gas

El desarrollo de la función logística tiene como primer objetivo la configuración del balance de gas, cuyo fin último es la programación del uso de las infraestructuras del Sistema.

Se puede resumir el balance de gas como la **casación de la oferta y demanda de gas** en el Sistema de Transporte y Distribución a través de la programación de operaciones de entrada, transporte y salida de gas de la red. En la medida que el gas natural puede ser almacenado, existe una cierta flexibilidad para dar cabida a desequilibrios entre las entradas y salidas de gas del Sistema que darán lugar a variaciones de los inventarios tanto de GN como de GNL. Por este motivo, el balance de un comercializador se puede analizar en primera instancia observando el comportamiento de sus stocks de gas.

Figura 20: Sistema de retribución de las actividades reguladas



⁸En la Memoria de la Propuesta de Orden se concluye que los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes de la Orden ITC/3520/2009 serían de 2.839 millones de euros frente a unos costes previstos de 3.057 millones de euros para 2011.

Fuente: Elaboración propia

La configuración del balance de gas comienza con la definición de la topología de la red⁹. Dicha topología viene definida por cada uno de los nodos del Sistema Gasista (plantas de regasificación, AASS, redes de transporte y distribución, Almacenamiento de Operación Comercial -AOC-, puntos de suministro, etc.), así como por las conexiones existentes entre ellos.

Una vez definida la topología de la red, se consideran los consumos estimados y, en ese momento, el comercializador debe proceder a definir la programación del uso de sus contratos de utilización de las infraestructuras, así como el resto de operaciones de compra o venta de gas, que darán lugar a su balance, o lo que es lo mismo, una evolución de sus stocks de GN y GNL. La monitorización, tanto del comportamiento de los inventarios de GN como de GNL, da lugar, conceptualmente, a dos balances paralelos y fuertemente interrelacionados en los que, por ejemplo, la salida de uno de ellos (GNL, a través de la regasificación) constituye la entrada para el otro.

Dentro de la configuración del balance merecen mención especial las bridas de regasificación o transporte, que son elementos de interconexión de la red susceptibles de tomar la entidad de "nodo" a considerar en la topología, en tanto que admiten la realización de operaciones de compra o venta de gas entre los comercializadores.

Por último, existen otras consideraciones del balance que deben también tenerse en cuenta:

- ▶ La existencia de mermas de gas durante todo el proceso (descarga de buques, regasificación, transporte, etc.).
- ▶ Si bien la operación de cualquier nodo de la topología de la red es única y obedece a las necesidades del balance, ésta debe ejecutarse al amparo de los diferentes contratos de uso de infraestructuras, siendo por tanto necesario un "reparto" de las operaciones entre los contratos (p.e. contratos de capacidad de regasificación sobre una misma planta). Este aspecto es clave en tanto que determina los costes derivados de la gestión logística.

Gestión de desbalances y riesgo de mercado asociado

Tal y como se ha descrito anteriormente, la gestión del balance persigue que la cantidad de gas que entra en el sistema sea igual a la que sale. A priori, no hay riesgo de precio asociado más allá del que la cartera de aprovisionamientos y ventas pueda presentar. Sin embargo, en aquellos casos en los que se presente un desequilibrio en el balance, éste debe ser resuelto a través de compras y ventas, estando posiblemente expuesto a las volatilidades de los precios de un mercado spot. En otros mercados como el francés, que será

revisado brevemente más adelante en este documento, las condiciones son muy restrictivas y cualquier desbalance debe ser resuelto contra el mercado a los precios determinados por éste. De no ser así, el GTS (GRT en el caso francés), ejecuta ese mecanismo de balance penalizando los precios en un 50% (Figura 21).

Para el caso de España, este riesgo se da igualmente en las operaciones de **intercambio** entre comercializadoras, que, sin embargo, son resueltas generalmente con intercambios físicos de gas pero no monetarios (los intercambios se realizan bajo un precio fijado) lo que hace que sus efectos puedan pasar inadvertidos. Este riesgo podría cuantificarse y asociarse a la operación de intercambio (el momento en el que se entrega el gas y el momento en el que se recibe no es el mismo, por lo que el valor del gas puede haber cambiado como resultado de un cambio en su precio).

El coste logístico de las comercializadoras, en este caso, tendrá un componente correspondiente a los peajes y cánones por el uso de las infraestructuras independiente del mercado "K" y otro asociado a la gestión del desbalance y que dependerá de los precios del gas en el mercado de referencia.

$$\text{Coste Logístico} = K + \text{Precio_Compra} - \text{Precio_Venta}$$

Mercado Secundario

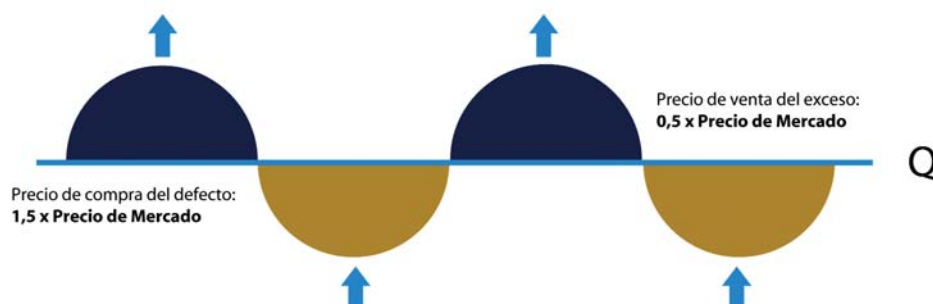
En el mercado español se realizan multitud de intercambios, tanto en las plantas de GNL como en la red de transporte y almacenamiento de GN, normalmente en distintos momentos de tiempo y sin contraprestación económica (salvo los costes ocasionados por peajes de ATR) como se vio anteriormente.

En el resto de Europa, sin embargo, existen ya mercados organizados que coexisten con los mercados bilaterales más complejos (OTC –Over The Counter-).

Las condiciones y necesidades del mercado español y la normativa Europea (Reglamento 715/2009 sobre condiciones de acceso a la red de transporte de gas natural) hacen prever la creación de un mercado organizado de intercambios de gas natural. Existe ya una hoja de ruta para su creación, han sido establecidos sus principios rectores y el objetivo principal es impulsar el establecimiento de un *hub* de gas para el fomento de la competencia y la transparencia, superando la opacidad del mercado OTC actual.

⁹El término topología de la red hace referencia al conjunto de infraestructuras que la conforman y sus interconexiones.

Figura 21: Penalización en la resolución de desbalances del mercado francés



Las características principales del mercado secundario serían las siguientes:

- ▶ El mercado se regiría por reglas que debe proponer el **Gestor del Mercado**, sobre las que debe emitir un informe la CNE para su aprobación posterior por el Ministerio.
- ▶ Se trataría de un **Mercado abierto** a la participación de comercializadores y consumidores (también operadores financieros si se incluyen mercados a plazos con liquidación por diferencia de precios).
- ▶ Siguiendo el esquema actual de peajes de tránsito internacional basado en el punto de entrada y de salida, se realizaría una segregación de **peajes de entrada y de salida** del Sistema.
- ▶ Para participar en el mercado sería necesario adherirse a las reglas y aportar las **garantías económicas** que se establezcan (el importe de las garantías proporcional a los derechos de participación).
- ▶ Sería un **Mercado electrónico**, con órdenes de mercado anónimas y precios transparentes.
- ▶ Los **productos y servicios** deberían ser similares a los productos y servicios de otros mercados de gas europeos, siendo conveniente concentrar las operaciones en un número reducido de productos, a efectos de aumentar su liquidez. Una posibilidad para aumentar la liquidez del mercado es introducir un creador de mercado (*market maker*, o empresa que se compromete a introducir, todos los días y de manera simultánea, órdenes de compra y venta de uno de los productos del mercado, con total libertad para fijar el precio, pero con la obligación de mantener un diferencial máximo (*spread*) entre las órdenes de compra y de venta).
- ▶ Entre los posibles productos a negociar se encontrarían:
 - Mercado Intradía (*within-day*): la fecha de entrega del gas es el mismo día de la negociación.
 - Mercado Día Siguiente (*day ahead*): la fecha de entrega del gas es el día siguiente al de la negociación.
 - Mercado Mes Siguiente (*month ahead*): entrega física cada uno de los días del mes siguiente. Se negocia hasta los últimos días del mes anterior.

Conclusiones

Del análisis del mercado español se derivan tres implicaciones y oportunidades fundamentales para los agentes del sector gasista: la necesidad de estar preparados para posibles cambios regulatorios, la oportunidad de generar un balance de gas viable de forma eficiente y la oportunidad también de optimizar los costes logísticos:

- ▶ En la actualidad, **el mercado español difiere del resto de mercados europeos** en el mecanismo de gestión de la capacidad de transporte. Mientras que el Reglamento Europeo CE/715/2009 establece la conveniencia de articular un mercado

de capacidad, así como un esquema de peajes basado en entradas y salidas del gas del sistema, el modelo español mantiene un esquema basado en rutas contractuales (peajes por contrato de entrada y salida). De producirse una convergencia hacia el modelo europeo e implementarse las recomendaciones comunitarias del Reglamento CE/715/2009, las comercializadoras deberán adaptar, entre otras cosas, sus metodologías de optimización de los costes logísticos, así como sus procedimientos de gestión de capacidad de transporte.

- ▶ La comercialización de gas exige generar **un balance viable de gas que además sea construido de forma eficiente minimizando errores operativos**. Este balance viable debe tener en cuenta, entre otros, los siguientes aspectos clave:
 - Previsión precisa del consumo de sus clientes. La previsión ajustada de las salidas de gas del sistema permitirá una programación del uso de infraestructuras adecuada a las necesidades de uso, minimizando la ineficiencia en el uso de los contratos logísticos por capacidad contratada infrautilizada. La previsión de consumos debe ir acompañada de un proceso continuo de *backtest* y contraste de la calidad de las previsiones.
 - Planificación de los escenarios de entradas y salidas de gas previstos y dimensionamiento acorde de los contratos de uso de capacidad en las infraestructuras.
 - Mitigación de desbalances o posibles violaciones de las reglas de gestión técnica del sistema a través de los contratos de intercambio de gas. El comercializador en España no dispone de un mercado organizado para la compraventa de gas y gestión de desbalances y, por tanto, tampoco de un precio de referencia para el mismo; sin embargo, este papel lo desempeña un mercado bilateral de intercambio.

Cabe destacar que la moderación en los últimos tiempos de la demanda y la entrada en operación de nuevas infraestructuras, disminuyen la presión en las condiciones de viabilidad del balance, si bien no necesariamente supone una reducción de los costes logísticos asociados. La sistematización de la logística del gas presenta beneficios notables relativos a eficiencia, calidad y control del proceso de gestión del balance del gas natural.

- ▶ El **balance** que generen las empresas comercializadoras además de ser viable debe ser **óptimo desde un punto de vista económico**. La optimización de la logística del gas consiste en la minimización de los costes logísticos, de las penalizaciones por incumplimiento de las reglas del Sistema y del desbalance de gas. Para las comercializadoras la optimización se traduce en una ventaja competitiva con respecto al resto de comercializadoras.

En el apartado siguiente se desarrollan ejecutivamente algunos modelos vigentes en otros mercados que pueden servir de referencia para el español.

Otros mercados de gas



El mercado del gas natural en Europa está caracterizado por la existencia de múltiples mercados regionales debido a las limitaciones técnicas de transporte por gasoducto. Se encuentra en un constante proceso de desarrollo de *hubs* y existe una tendencia común a la creación de mercados paralelos de capacidad en los mismos.

En este capítulo se describe brevemente el modelo implantado en el mercado francés, así como otros modelos con distinto grado de avance en la liberalización como el italiano, el alemán y un caso representativo de Latinoamérica (Brasil). Igualmente se describen las iniciativas existentes para la creación de un modelo integrado de ámbito Europeo.

Mercado Francés

El mercado francés se caracteriza entre otras cuestiones por definir tres zonas de balance, establecer márgenes muy estrechos a los posibles desbalances y disponer de un mercado secundario de capacidades entre operadores del mercado.

Las operaciones de cada una de las zonas se realizan en un mercado organizado donde tanto comercializadores como clientes industriales directamente conectados a la red de transporte participan a través de contratos con el operador de mercado. Asimismo, las operaciones entre zonas de balance se caracterizan porque la capacidad de transporte (concedida por el gestor de la red a un actor del mercado) en una interconexión entre zonas depende tan solo de la capacidad ocupada por el resto de participantes del mercado.

La monitorización del estado del balance de gas se articula mediante el cálculo diario del stock de cada agente. A lo largo del día del gas (día de flujo del gas) el operador de la red traspasa toda la información útil a los operadores para que conozcan si se encuentran en balance o desbalance. Un desbalance a priori no puede ser mantenido varios días (aunque se consiente con determinadas limitaciones).

Los desbalances de cada operador, pasados unos límites, serán contrarrestados por el gestor de la red mediante compras y ventas de gas e inyecciones/extracciones en almacenamiento. El gestor de la red penaliza los precios de compra y venta de la energía que origina los desbalances como incentivo para minimizarlos.

Existe también un mercado secundario en el que los operadores pueden intercambiar capacidades de transporte. La capacidad de transporte de cada operador determina la cantidad de gas que puede introducir o extraer por una conexión en un día y, si un actor de mercado no está usando una parte de su capacidad, puede cederla, pero manteniendo la preferencia sobre la misma de tal modo que la capacidad que adquiere el otro operador es interrumpible¹⁰.

La posible evolución del mercado español hacia un modelo similar al francés, apoyado en la existencia de un *hub*, podría presentar implicaciones sobre la operativa de los comercializadores, entre otras:

- ▶ Implantación de un modelo de liquidaciones diarias de los desbalances contra el mercado de referencia.
- ▶ Existencia de un precio de referencia propio del mercado para valorar las operaciones de intercambio.
- ▶ Nacimiento de un mercado secundario de capacidad, de menor rigidez contractual que el actual, asociado a un esquema de peajes de entrada y salida.

Todas ellas requerirían de una fuerte adaptación de los procesos y sistemas de trabajo de los agentes para la operativa en un mercado de estas características.

¹⁰Fuente: "The French gas market model" por Philippe Jean Garnier Chief Strategy & Marketing Officer, GRTgaz.



Otros Mercados

El Mercado Italiano

Italia es uno de los tres países europeos con mayor consumo de gas junto con Alemania y Reino Unido.

El mercado italiano es un mercado regulado por la *Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG)* y un gestor técnico del sistema gasista *Snam Rete Gas*.

La liberalización del mercado italiano de gas comenzó en el año 2000 con la transposición del derecho europeo. En el año 2003 se creó el *Virtual Trading Point*, un mercado organizado de intercambios de gas, con los objetivos de intentar reducir el precio del gas y aumentar la liquidez y la flexibilidad del mercado que, junto con la escasez de proveedores, eran los principales obstáculos a la libre competencia. A día de hoy las directrices estratégicas del sistema establecidas para proseguir en la liberalización son las siguientes:

- ▶ Aumentar la seguridad en el suministro: avanzando en la diversificación de los suministros, en el aumento de la capacidad de los flujos de norte a sur en Italia y en la capacidad de las interconexiones nacionales.
- ▶ Avanzar en el *hub*: integrando los mercados nacionales, facilitando los intercambios de gas y estimulando un mercado basado en un régimen de balance (es decir, un mercado sin desbalances).
- ▶ Participar de una red única europea: coordinando el desarrollo de infraestructuras, creando las condiciones para la creación de un *Southern European Gas Hub* y armonizando la regulación.

El Mercado Alemán

La *Federal Network Agency (Bundesnetzagentur)* es el ente regulador del sector gasista alemán junto con las autoridades de los estados federados. El principal objetivo de la Agencia es la liberalización del sector y, en este sentido, ha ido evolucionando la regulación con pasos como el dado en 2006 al pasar de un esquema de peajes de rutas contractuales (calculándose los peajes por el uso de la red según la distancia recorrida por el gas) a un esquema de peajes de entrada-salida propugnado por el derecho europeo.

Un aspecto determinante en la caracterización del mercado alemán es el hecho de tener diez *hubs*, de entre los cuales los dos más líquidos son *Net-Connect –Germany (NCG)* y *Gasunie Deutschland (GUD)*. Este último está muy vinculado al mercado holandés al estar ambos operados por un mismo transportista, existiendo convergencia de precios entre ellos y representando ambos prácticamente el mismo mercado. De este modo, el mercado alemán está altamente correlacionado con uno de los mercados europeos con mayor número de transacciones de gas, disponiendo tanto de sus propios precios de referencia como del precio de referencia del mercado holandés.

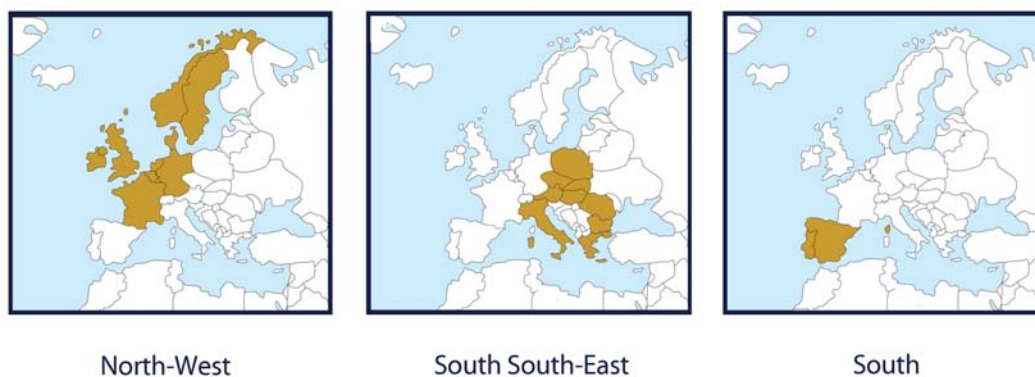
El establecimiento de un modelo de peajes de entrada-salida, la existencia de precios de referencia originados en *hubs* y la interconexión con el mercado holandés, avalan el elevado grado de liberalización del mercado alemán, si bien existe recorrido de avance en algunos de los *hubs* en los que aún existe poca liquidez.

El Mercado Brasileño

En el año 1995 se flexibilizó el mercado del gas de Brasil permitiéndose la entrada de empresas privadas en él, rompiéndose el monopolio público gasista de Petrobras. Esta eliminación de barreras a la entrada propició la aparición de nuevos operadores en el Sistema.

En 1997 se creó la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, ente estatal responsable de la regulación del sistema gasista, si bien existen Agencias Estatales de Gas responsables de la regulación de la distribución del gas en sus estados.

Figura 22: Mercados regionales europeos de gas



Fuente: <http://www.energy-regulators.eu>

En 2009 se creó la Ley del gas en la cual se establece:

- ▶ Escisión de actividades reguladas vs. liberalizadas (*unbundling*).
- ▶ Subastas para la ejecución de proyectos en redes y su operación.
- ▶ Subastas de capacidad de transporte.
- ▶ Garantía de no discriminación en el ATR.

Desde este momento se ha ido avanzando en el intento de liberalización del mercado, pero aún se identifican cuestiones pendientes de resolver en el sector gasista:

- ▶ La dificultad de entrada de nuevos operadores en el mercado (dada la elevada cuota de mercado del operador incumbente).
- ▶ La tentativa de imposición de límites al poder de mercado de los agentes.
- ▶ La aparición de problemas de coordinación en la utilización de los gasoductos.
- ▶ La dificultad efectiva de implantación de libre acceso a las redes de transporte.
- ▶ El aumento de la percepción de riesgos, que dificulta la ejecución de inversiones principalmente en redes de transporte.
- ▶ La dificultad de coordinación de inversiones en las distintas actividades de la cadena gasista.

Mercado Integrado Europeo

La Unión Europea tiene entre sus objetivos la creación de un mercado interior competitivo, eficiente y sostenible de electricidad y gas. Dentro de este propósito, las “Iniciativas Regionales” constituyen un proyecto cuyo fin es acelerar la integración de los mercados energéticos nacionales de Europa. La Iniciativa Regional del Gas, como paso intermedio hacia el mercado único, ha definido tres mercados de gas regionales. (Figura 22)

La CNE lidera la región Sur, en la que se encuentra incluido el mercado español. Su objetivo primordial es la integración de Francia, Portugal y España en un mercado regional de gas. Este mercado puede contribuir en gran medida a la seguridad del suministro gasista de Europa, ya que es una de las principales entradas del GN proveniente del norte de África y del GNL procedente de diversos países; si bien es necesario, y se encuentra entre las prioridades de la iniciativa, el refuerzo de la capacidad de interconexión y el desarrollo de *hubs*.

Como resultado de esta iniciativa, se espera el desarrollo y asignación de nueva capacidad de transporte por gasoducto entre España y Francia, que permitiría un incremento significativo de la capacidad de interconexión a partir de 2013 (Figura 23).

Estas iniciativas deberán mejorar la integración de los mercados de gas ibérico y europeo, así como la seguridad de suministro, impactando positivamente en la gestión logística al generar oportunidades para compensar desequilibrios entre balances.

Figura 23: Puntos de interconexión de las cuatro zonas de la región sur



Fuente: Enagás, GRTgaz, Naturgas y TIGF. Madrid Information Meeting Open season for the development of new gas interconnection capacity between Spain and France after 2012.

Sistematización del proceso

Hasta el momento se han descrito en este documento algunas cuestiones que entendemos caracterizarían la gestión de la logística del gas natural en el mercado español, así como sus posibles escenarios de evolución.

Este análisis pone de manifiesto que la gestión logística es un proceso que afecta a numerosas actividades y que combina aspectos puramente transaccionales y operativos (la captura de información base de demandas y contratos, la programación de operaciones, la interacción con otros agentes, la conciliación de balances de gas con las partes afectadas, etc.) con otros de carácter estratégico y de análisis para la toma de decisiones (la planificación de aprovisionamientos y descargas de buques, la simulación de costes logísticos en distintos escenarios, etc.). En este sentido el soporte tecnológico de la función logística debe armonizar funcionalidad y características propias de sistemas de apoyo a la toma de decisiones (interactivos, rápidos y flexibles) con características propias de sistemas transaccionales (robustos, fiables y con capacidad de conectividad, almacenamiento y programación de procesos automáticos).

Estas circunstancias plantean retos relevantes para la tecnología de soporte en términos de su funcionalidad y arquitectura:

- ▶ Amplitud de funcionalidad y flexibilidad para la minimización del impacto de cambios estructurales de las “reglas del juego” (cambios regulatorios) y de cambios del desarrollo normal de la actividad (parametrizaciones de contratos o reglas de mercado) de menor calado.
- ▶ Conectividad con otros sistemas de la organización transaccionales o de maestros de datos (previsión de demanda, gestión de infraestructuras, gestión de contratos, datos de referencia o estáticos, datos de mercado, etc.) asegurando su integridad.
- ▶ Rendimiento y capacidad de interacción ágil entre usuario y sistema, en particular para conocer de forma inmediata el impacto en el balance de gas de cambios en la operación de las infraestructuras o de la incorporación de contratos de compra/venta.

La complejidad e importancia relativa de la gestión logística hacen recomendable su sistematización, pero la variedad de la

funcionalidad necesaria, de las fuentes de información, la agilidad y rapidez de respuesta demandada en una actividad de gestión en tiempo real y la diversidad regulatoria, han ocasionado que generalmente la actividad esté sistematizada de forma parcial y con soluciones *in-house* normalmente de carácter ofimático que no aseguran la robustez del soporte, requieren esfuerzos operativos al tiempo que implican riesgos operativos relevantes.

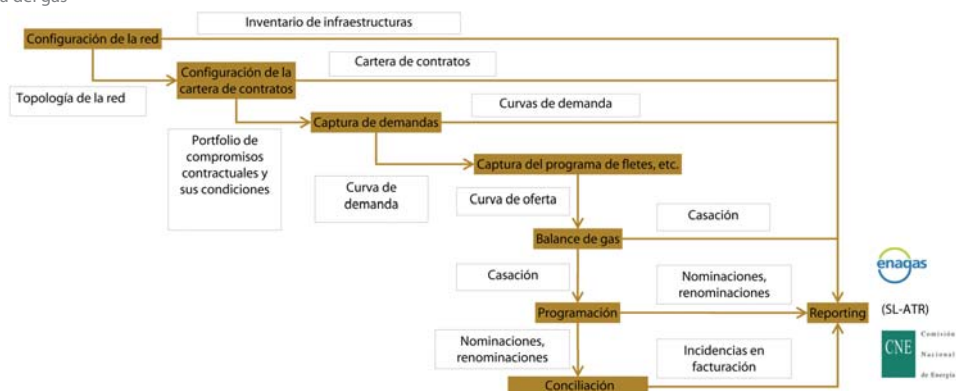
Las figuras 24 y 25 ilustran de forma simplificada el proceso de funcionamiento y la funcionalidad que debe tener un sistema logístico para permitir hacer eficiente el proceso, minimizar los costes logísticos y situar el riesgo operativo en unos niveles aceptables.

Esta funcionalidad debe, en términos de arquitectura técnica, combinar en su diseño componentes que den respuesta a los aspectos clave mencionados anteriormente, disponiendo de:

- ▶ Repositorios de activos, contratos, programaciones, etc. soportado por un Sistema Gestor de Base de Datos que garantice la trazabilidad y auditabilidad de la información.
- ▶ Elementos de conectividad con los sistemas de previsión de consumo, transaccionales –ERPs–, mercados electrónicos, GTS, etc. a través de diversos componentes tales como Servicios Web o Middleware.
- ▶ Un componente de gestión del balance con amplia funcionalidad para proporcionar la flexibilidad necesaria en la definición y monitorización de las reglas de balance.
- ▶ Un componente de programación matemática para la optimización del uso de las infraestructuras. Estos componentes se basan en el uso de librerías que implementan algoritmos de investigación operativa para resolver problemas de optimización (p.e. Xpress-MP o CPLEX).
- ▶ Las interfaces de usuario necesarias para la definición de la topología de la red, la administración de los contratos logísticos, etc. En función de las necesidades de acceso y el grado de centralización/descentralización de la función logística podría o no ser necesaria una arquitectura Web para un sistema logístico.

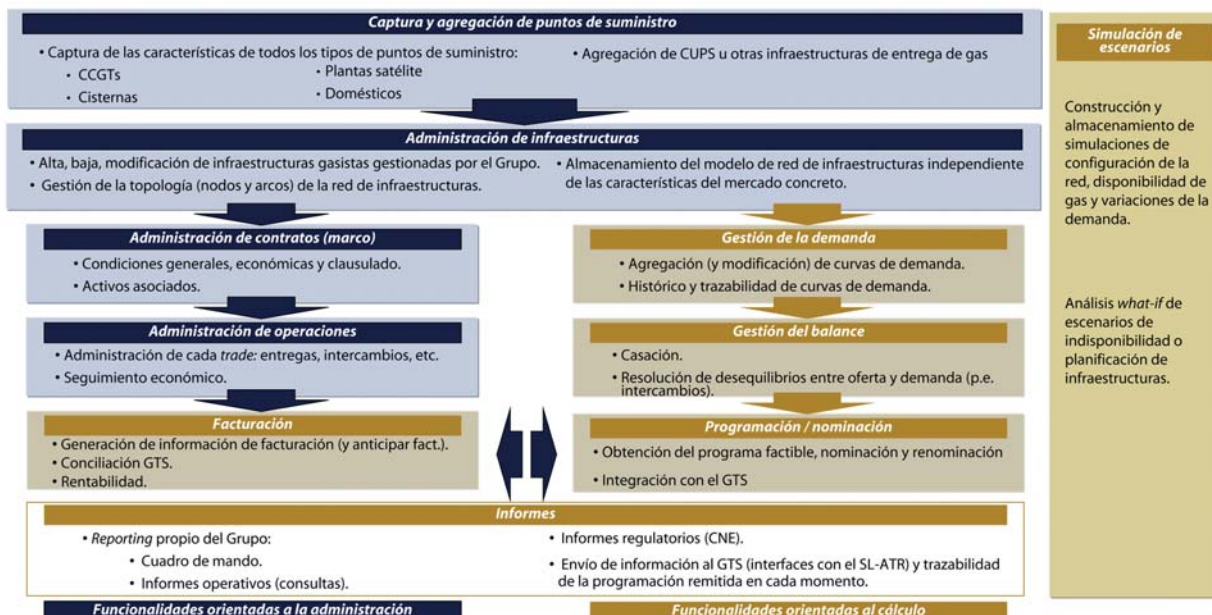
La selección y adecuada combinación de componentes y diseño de arquitectura por parte de una compañía dependen en gran medida de su posición en el negocio del gas, de su estrategia de arquitectura y de su grado de madurez; pero el acierto en ésta, y en el diseño y desarrollo de la funcionalidad, son aspectos esenciales para el éxito o fracaso en la sistematización de la función.

Figura 24: Proceso de la logística del gas



Fuente: Elaboración propia

Figura 25: Funcionalidades de un Sistema Logístico de Gas



Fuente: Elaboración propia

Optimización de los costes logísticos



Este apartado profundiza en la gestión del balance de gas en el mercado español y en algunos de los fundamentos de optimización de los costes logísticos asociados.

Conceptualmente, el problema de optimización se caracteriza por:

- ▶ Un conjunto de variables de control, o variables a monitorizar, que permiten medir la viabilidad del balance. Éstas son básicamente el stock de GNL en cada una de las plantas de regasificación y el stock de GN en AASS y el AOC.
- ▶ Un conjunto de variables de decisión, o variables a gestionar, que constituyen las palancas de configuración del balance. Entre ellas:
 - Descarga de buques.
 - Regasificación.
 - Compras y ventas de gas (incluidas importaciones y exportaciones por conexión internacional).
 - Intercambios de gas.
 - Inyección y extracción en AASS.
- ▶ Un conjunto de restricciones de carácter técnico y operativo establecidas por el GTS, así como otras de carácter contractual. Mientras que las primeras afectan principalmente a las variables de control (niveles de stock de GN y GNL en el sistema), las segundas lo hacen a las variables de decisión y establecen limitaciones a la regasificación, uso de AASS, programación de descargas de buques, etc.
- ▶ Una serie de costes, resultado de la gestión del balance, que constituyen el objetivo de la minimización. Entre ellos:
 - Peajes de regasificación, descarga de buques, almacenamiento de GNL y carga de cisternas en las plantas de regasificación.
 - Cánones de inyección y extracción en los AASS.
 - Peajes de transporte y distribución.
 - Penalizaciones por exceso de stock tanto de GN como de GNL.

Figura 26: Componentes del modelo de optimización de la gestión logística

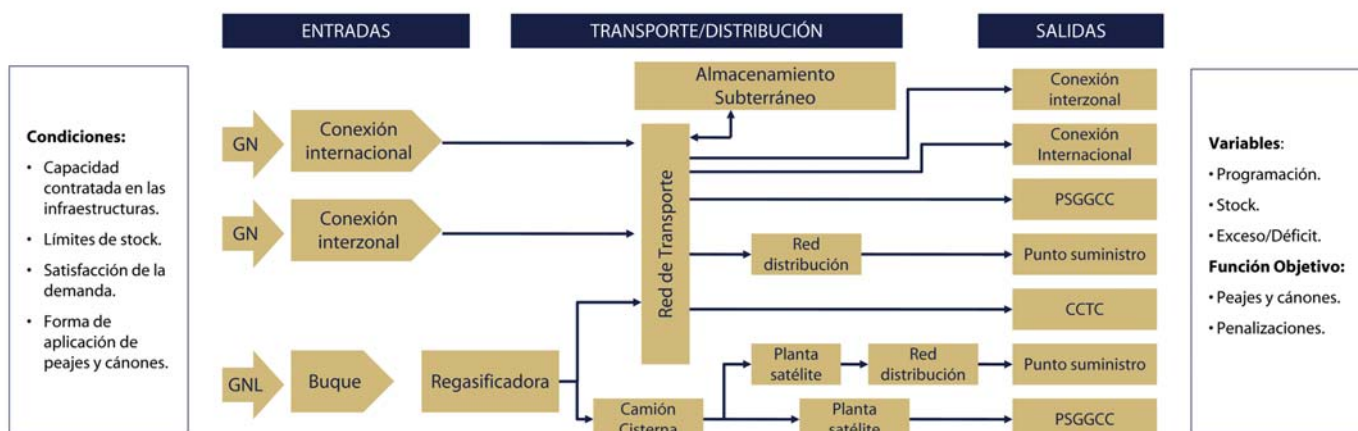


Figura 27: Regasificación en planta de GNL (variable de decisión)

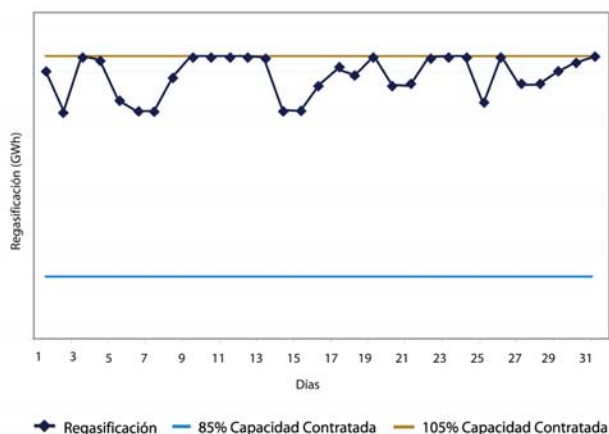
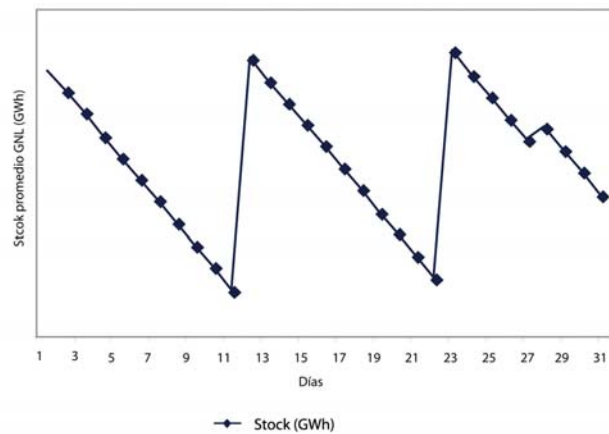


Figura 28: Evolución del stock de GNL en la planta (variable de control)



El problema de optimización de la programación de infraestructuras se resolvería por tanto a través de un modelo de programación matemática de minimización de costes sujeto a las restricciones técnicas, operativas y contractuales.

A continuación se describe un ejemplo de aplicación de metodologías de programación matemática sobre el problema de gestión logística.

A modo ilustrativo, se ha considerado un balance mensual en el que se puede establecer una operación viable a través de una regasificación variable como la de la figura 27 que, respetando los límites contractuales, se adecúa a la demanda del sistema.

Este perfil de regasificación, acompañado de un programa de descarga de buques, generaría una curva de stock en el tanque de GNL con un perfil de "dientes de sierra", alcanzando sus máximos en los momentos de descarga de buques (Figura 28).

Ahora bien, si se observa la evolución de la media móvil de 30 días del stock total de GNL en el sistema por parte del comercializador (sujeta a un límite máximo de 8 veces la capacidad diaria de regasificación contratada), ésta llega a incumplir sus restricciones operativas. Este exceso puntual de GNL se gestionaría suavizando el perfil de almacenamiento a través de operaciones de intercambio de gas, entregándolo a otras comercializadoras en momentos de exceso, por ejemplo tras la descarga de un buque, y recibéndolo de vuelta posteriormente una vez que los stocks hayan descendido a niveles inferiores (Figura 29).

La operación da lugar a unos costes logísticos que, entre otros, incluyen un término fijo de regasificación determinado por la cantidad diaria máxima procesada. Esto supone que aquellos días en los que el nivel de regasificación es inferior al máximo mensual, el comercializador estaría incurriendo en un término fijo de coste superior al que le correspondería por la cantidad procesada en ellos. Es decir, cualquier variación del nivel diario de regasificación en una planta durante el mes da lugar a ineficiencias económicas para el comercializador dado que éste pagará por el máximo diario regasificado durante el mes. Por este motivo, la solución al problema de optimización de los costes logísticos pasará por establecer perfiles constantes de regasificación siempre que se genere un balance viable o solución factible.

Tras la aplicación del modelo de optimización, la regasificación tiende a presentar un perfil plano y únicamente en algunos días del periodo presenta variaciones. Al igual que anteriormente, las operaciones de intercambios de gas permiten alcanzar un perfil constante de regasificación, óptimo en cuanto a los costes derivados del término fijo del peaje (Figura 30).

La evolución del stock continúa presentando aspecto de dientes de sierra asociados a la descarga de buques, los cuales podrían desaparecer a través de intercambios de GNL realizados en el momento de la descarga (Figura 31).



Figura 29: Evolución del promedio de stock (días) en la planta de regasificación (variable de control)

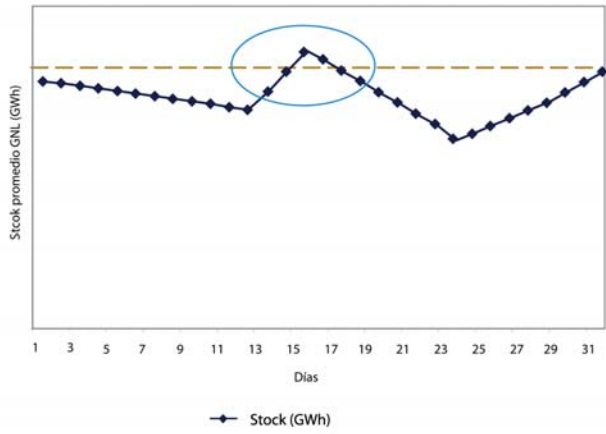
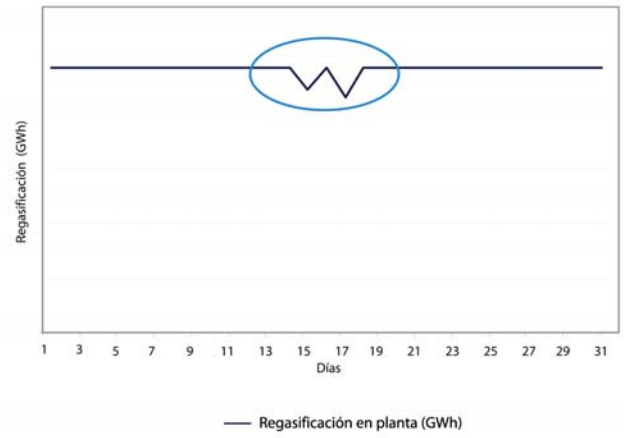
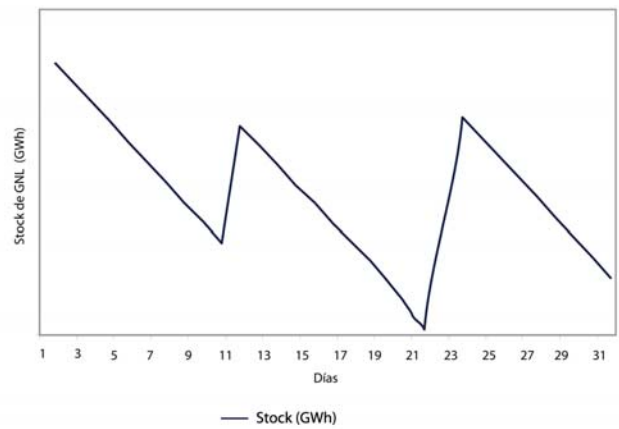


Figura 30: Regasificación en planta de GNL



En casos similares al descrito, en los que la operación del balance de partida pueda estar lejos de un perfil constante de regasificación, el "gap de optimalidad" (*optimality gap*, la distancia entre el coste de la solución inicial y el de la solución óptima -de coste mínimo-) puede llegar al 25%; si bien como ya se ha indicado, la solución de partida dista de la operación razonable esperada para un balance, dado que cualquier irregularidad en la regasificación genera capacidades de regasificación ociosa para la que se estaría incurriendo en el término fijo de coste.

Figura 31: Stock de GNL en la planta



Conclusiones



La gestión de la logística del gas natural comprende la planificación, programación y seguimiento de las actividades de aprovisionamiento, regasificación, transporte, distribución y almacenamiento para permitir el suministro de gas al cliente final. Se trata de una actividad esencial para la comercialización de gas y su objetivo es la generación de un balance de gas que permita atender la demanda.

La gestión logística eficiente es una actividad compleja, por la coordinación permanente que exige tanto con otros agentes (con el Gestor Técnico del Sistema y con otros comercializadores para el intercambio de gas y capacidad de uso de infraestructuras) como con distintas áreas del propio comercializador en sus funciones de previsión de demanda, gestión de aprovisionamientos, riesgos y otras. La gestión de este balance de gas requiere, en este sentido, considerar una gran variedad de activos e infraestructuras propias y de terceros (la denominada topología de la red, formada básicamente por gasoductos, plantas de regasificación y almacenamientos), así como las condiciones de uso de tales infraestructuras que el comercializador tenga contratadas (capacidad de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento con unos umbrales de operación). Un tercer factor básico de influencia en la gestión logística tendrá que ver con la cartera de aprovisionamientos y con las previsiones de demanda de gas de clientes, ambos sujetos a niveles de incertidumbre dependientes de condiciones meteorológicas, de mercado e incluso geopolíticas.

Asimismo, los costes logísticos (peajes y cánones por el uso de infraestructuras) pueden llegar a representar entre el 10% y el 50% de los ingresos por comercialización, dependiendo de la tipología de clientes en cartera –según predomine el industrial o el doméstico, respectivamente– y pueden verse incrementados por penalizaciones económicas propias de errores de programación o mal uso de las infraestructuras y de los contratos.

A la complejidad y relevancia de sus costes debe unirse que se trata de una actividad regulada de forma sustancialmente distinta en los países de nuestro entorno. Esta heterogeneidad regulatoria y el propio crecimiento de las infraestructuras de gas hacen necesaria una revisión regulatoria permanente que permita optimizar el modelo y hacerlo converger al menos en el entorno de la Unión Europea. El debate ya existente y las directivas europeas en este sentido, hacen prever cambios normativos ante los cuales es recomendable un posicionamiento a priori y una rápida adaptación a posteriori.

La gestión activa y la sistematización y optimización de la logística, permiten mejorar significativamente la eficiencia del proceso y la calidad de la programación resultante y sus costes asociados, a la vez que posibilitan la evaluación de cambios regulatorios incrementando la capacidad de expansión de la compañía a otros mercados con esquemas normativos diferentes, que en muchas ocasiones constituyen una barrera de entrada hacia zonas de consumo naturales y atractivas. Los beneficios pueden resumirse en cuatro grandes aspectos:

- ▶ Mejoras en la eficiencia del proceso de programación, generación del balance de gas viable y comunicación con el GTS reduciendo incluso en niveles del 50% los esfuerzos dedicados a trabajos de bajo valor añadido y minimizando los errores operativos.
- ▶ Mejoras en la calidad de la programación resultante y en los costes asociados a la logística como consecuencia de aplicar modelos matemáticos de optimización de las variables de decisión (generalmente, el nivel de uso de los contratos de capacidad que respete las restricciones de cobertura de demanda y mantenga las cantidades regasificadas y transportadas en los umbrales contractuales) y de llevar a cabo actuaciones de redefinición de contratos. La reducción del coste logístico tiene un efecto inmediato y directo en la cuenta de resultados que puede llegar a alcanzar los dos dígitos porcentuales de mejora en el margen operativo.
- ▶ Mejoras en la capacidad de simular ágilmente escenarios de cambios regulatorios, del modelo de mercado o del nivel de actividad del propio comercializador y que permitan anticipar el posicionamiento de la comercializadora ante el regulador, así como prever el impacto económico de cambios en el escenario de comercialización por modificaciones de demanda u operaciones de inversión o desinversión. Los retornos económicos, tanto de un afinamiento en el posicionamiento ante cambios regulatorios como de una anticipación de cambios del nivel de actividad, son de difícil cuantificación pero de indudable relevancia. Esta capacidad de simulación, llevada al ámbito del transporte y la distribución, permite igualmente planificar y optimizar las inversiones en infraestructuras para maximizar la retribución de actividades reguladas y, por tanto, la rentabilidad económica de las inversiones.
- ▶ Mejoras en la capacidad de evaluar mercados exteriores y facilitar la comercialización en éstos que, si bien están sujetos a esquemas regulatorios y reglas particulares, tienen en común la necesidad de planificar el balance de gas en el sistema bajo condiciones de eficiencia y economía en el uso de las infraestructuras de valor general en cualquier mercado.

La gestión activa y sistematización y optimización de la logística presentan por lo tanto oportunidades económicas relevantes en términos de reducción de costes y riesgos, y oportunidades estratégicas en términos de protección y aumento de ingresos. Estos retornos, unidos a unos costes de actuación acotados, confieren a las inversiones en sistemas, procesos y modelos una elevada rentabilidad y un *payback* inferior a un año en la mayor parte de los casos.

Glosario



AO: Almacenamiento para la Operación Comercial, es un nodo virtual de la red que recibe todas aquellas entradas y salidas procedentes de las redes de transporte.

Carry forward: cláusula que permite que el cliente pueda acumular los volúmenes que consume por encima del *Take or Pay*, para utilizarlo cuando su demanda sea menor que el *Take or Pay* y de esta forma no ser penalizado pagando por consumos no realizados.

CNE: Comisión Nacional de la Energía. Ente regulador español de los sistemas energéticos.

Costes logísticos: importes derivados del uso de las infraestructuras del sistema gasista.

Delivery or Pay: cláusula por la cual el suministrador se compromete a satisfacer las necesidades de los usuarios en un porcentaje de la capacidad diaria contratada. En caso de fallas en el suministro se compensa al usuario mediante diferentes mecanismos:

- Costes incrementales para adquirir el sustituto.
- Compensación tarifaria pre-acordada.
- Reconocimiento de mayores costes reclamados al comprador por terceros.
- Daños directos.

Enagás: Gestor Técnico del Sistema Gasista español y transportista principal del mercado.

GNL: GN Licuado. GN enfriado a temperaturas inferiores a -160°C para facilitar su transporte y almacenamiento como líquido. Se compone predominantemente de metano y puede contener cantidades mínimas de etano, propano, nitrógeno u otros componentes que normalmente se encuentran en el GN.

GRTgaz: Gestor Técnico del Sistema Gasista Francés.

GTS: el Gestor Técnico del Sistema es el transportista titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de GN y tiene la responsabilidad de la gestión técnica de la Red Básica y de las redes de transporte secundario. El Gestor Técnico tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución. Esta coordinación debe hacerse de forma transparente, objetiva e independiente.

GWh: Gigavatio hora.

Hub: punto de intercambio de GN. Zona geográfica en la que la confluencia de redes de transporte y distribución permite la compraventa de gas y la aparición de un mercado de oferta y demanda.

Licuefacción: proceso por el cual el GN se convierte de gas a líquido tras ser enfriado a -160°C.

Make up: cláusula que permite recuperar el pago efectuado por el GN no consumido como consecuencia de la cláusula *Take or Pay* (p.e. si se consumen 50 unidades y se paga por 80 porque tiene un *Take or Pay* de 80, se paga 30 unidades de más que no consumen efectivamente; en virtud al *Make up*, se crea una cuenta pendiente a recuperar por 30 unidades).

Market Maker: un Creador de Mercado es una empresa que se compromete a introducir, todos los días y de manera simultánea, órdenes de compra y venta de uno de los productos del mercado, con total libertad para fijar el precio, pero con la obligación de mantener un diferencial máximo (*spread*) entre las órdenes de compra y de venta.

NGTS: las Normas de Gestión Técnica del Sistema son las normas dictadas por el GTS, en el caso español Enagás, que rigen el mercado gasista. Las NGTS en España fueron aprobadas y publicadas en la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, y constituyen uno de los pilares fundamentales para la articulación de la gestión técnica del Sistema Gasista, estableciendo las relaciones entre los diferentes agentes que acceden al mismo y los correspondientes procedimientos de actuación, con el objeto de asegurar la continuidad y seguridad del suministro de gas en el Sistema Gasista.

Regasificación: proceso de conversión del GN de líquido a gas al calentarlo a temperatura ambiente.

Reopen: posibilidad que tienen las partes de reabrir la negociación de las condiciones económicas de un contrato en ciertos momentos del tiempo si las condiciones económicas del país de destino del gas han cambiado y la fórmula de precio no refleja el valor del gas. La renegociación debe considerar los precios de referencia del destino del gas y de energías alternativas y puede ser sometida a un arbitraje internacional.

Rescisión unilateral de un contrato: supone la cancelación de los contratos de aprovisionamiento por una de las partes.

Subvención cruzada: se denomina así al proceso por el cual la recaudación por los cánones y peajes pagados por el uso de una infraestructura logística son superiores a los costes de mantenimiento e inversión de esa infraestructura, por lo que esa actividad está subvencionando el sostenimiento de los costes de otras infraestructuras logísticas.

Take or Pay: cláusula por la cual el comprador se obliga a retirar (o pagar si no la retira) una cantidad anual acordada, menos las cantidades no disponibles por causa de fuerza mayor, tanto debidas por el vendedor como por el comprador acordadas entre las partes.



Nuestro objetivo es superar las expectativas de nuestros clientes convirtiéndonos en socios de confianza

Management Solutions es una firma internacional de servicios de consultoría centrada en el asesoramiento de negocio, riesgos, organización y procesos, tanto en sus componentes funcionales como en la implantación de sus tecnologías relacionadas.

Con un equipo multidisciplinar (funcionales, matemáticos, técnicos, etc.) de más de 1.000 profesionales, Management Solutions desarrolla su actividad a través de 17 oficinas (9 en Europa, 7 en América y 1 en Asia).

Para dar cobertura a las necesidades de sus clientes, Management Solutions tiene estructuradas sus prácticas por industrias (Entidades Financieras, Energía y Telecomunicaciones) y por líneas de actividad (FCRC, RBC, NT) que agrupan una amplia gama de competencias -Estrategia, Gestión Comercial y Marketing, Organización y Procesos, Gestión y Control de Riesgos, Información de Gestión y Financiera, Tecnologías y Operaciones-.

En la industria de energía, Management Solutions presta servicios a todo tipo de sociedades -eléctricas, gasistas, petroquímicas, etc.- tanto en corporaciones globales como en compañías locales y organismos públicos.

David Coca

Socio de Management Solutions
david.coca@msspain.com

Jesús Martínez Giménez

Gerente de Management Solutions
jesus.martinez.gimenez@msspain.com

María Sánchez Mucientes

Línea de energía de Management Solutions
maria.sanchez.mucientes@msspain.com

Beatriz Maza Aleixandre

Línea de energía de Management Solutions
beatriz.maza.aleixandre@msspain.com

Management Solutions

Tel. (+34) 91 183 08 00
Fax (+34) 91 183 09 00
www.msspain.com

Diseño y Maquetación
Dpto. Marketing y Comunicación
Management Solutions - España

© Management Solutions. 2011
Todos los derechos reservados

www.msspain.com

**Madrid, Barcelona, Bilbao, London, Frankfurt, Warszawa, Zürich, Milano, Lisboa, Beijing
New York, San Juan de Puerto Rico, México DF, São Paulo, Lima, Santiago de Chile, Buenos Aires**