energía y sociedad

Manual de la energía

Gas

Gas natural

Índice

1. El gas natural en España 3

1.1. Breve historia del gas natural en España....3
1.2. Demanda del gas natural 5
1.3. El valor de la flexibilidad de los ciclos combinados de gas natural....7

2. Normativa relativa al gas natural en Europa y en España....11

2.1. Normativa básica comunitaria....11
2.2. Normativa española....12
2.3. Actividades reguladas y actividades en libre competencia 14
2.4. Régimen económico de las actividades del sistema gasista....16
2.5. El proceso de liberalización del sistema gasista 18

3. Aprovisionamiento de gas natural en España 20

3.1. La cadena de valor del gas natural 20
3.2. Reservas, extracción y producción....24
3.3. Almacenamiento de gas natural 32
3.4. Transporte de GNL 35
3.5. Transporte del gas natural por gasoducto....38
3.6. Distribución de gas natural....42

4. Comercialización....44

4.1. El mercado minorista de gas natural 44
4.2. El Suministro de Último Recurso 47
4.3. La Tarifa de Último Recurso (TUR)....51
4.4. Las subastas de gas para el Suministro de Último Recurso....54

5. El mercado mayorista y los *hubs* de gas natural en Europa....57

5.1. Los *hubs* de gas en Europa....57
5.2. Gas Target Model y Códigos de red 60

6. Peajes de acceso y déficit tarifario de gas natural....63

6.1. Los peajes de acceso de gas natural 63
6.2. Los costes regulados del sistema de gas 67
6.3. Liquidación de los ingresos por el MINETUR 69
6.4. El déficit tarifario en el sector del gas natural: qué es, consecuencias y solución....70

1. El gas natural en España

1.1. Breve historia del gas natural en España

El gas natural comenzó a introducirse en España a finales de la década de los 60. La planta de regasificación de Barcelona empezó a recibir aprovisionamientos de gas natural licuado (GNL) procedente de Libia en febrero de 1969, cargamentos que, una vez descargados y regasificados, abastecían de gas natural a toda el área metropolitana de la ciudad. En 1974 comenzó a suministrarse GNL procedente de Argelia en la planta de Barcelona.[1] La crisis económica de comienzos de los años 80 provocó el retraso del desarrollo de las infraestructuras gasistas y obligó a renegociar los contratos de largo plazo de suministro de GNL. En 1985 se firmó el "Protocolo del Gas"[2], cuyo objetivo era impulsar el crecimiento del consumo de gas natural y del sector del gas natural en España en general.

Entre los años 1985 y 1993 los aprovisionamientos por GNL (a través de la planta de Barcelona y de dos nuevas plantas de regasificación construidas en Huelva y Cartagena) se complementaban con la limitada producción de gas natural de los yacimientos de Serrablo y Gaviota (hoy agotados y convertidos en instalaciones de almacenamiento subterráneo). En 1993 se puso en funcionamiento la primera conexión internacional del sistema gasista español en Larrau (sur de Francia, cerca de su frontera con Navarra), a través de la cual se importa gas procedente de Noruega.

En la actualidad, los aprovisionamientos de gas natural, tanto a través de gasoductos (42% del total) como a través de plantas de regasificación de GNL (58% del total), provienen de orígenes muy diversificados geográficamente

Posteriormente, en 1996, entró en operación el gasoducto del Magreb (conectado con la península en Tarifa), por el que se importa gas producido en Argelia. Este gasoducto supuso un hito importante, al conectar España con los yacimientos de Argelia. Para su construcción, se hizo necesario el acuerdo con Marruecos (país de tránsito) y un compromiso[3] del sector eléctrico para garantizar el consumo de determinados volúmenes de gas.

En marzo de 2011 se puso en funcionamiento el Gasoducto Medgaz, que conecta directamente la costa almeriense con los campos argelinos de Hassi R'mel. En la actualidad, los aprovisionamientos de gas natural, tanto a través de gasoductos (58% del total) como a través de plantas de regasificación de GNL (42% restante), provienen de orígenes muy diversificados geográficamente, como muestra la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de aprovisionamiento de gas natural en España.

[1] Ver más información sobre el desarrollo del sector del gas natural en España en Vigre, A. "Aprovisionamientos de gas natural en España", Sudriá, C. (2006), "Un bosquejo histórico de la energía en la industrialización de España", en "Energía: Del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva", Thomson-Civitas, pp. 41-66, y Yunta, R. (2009), "Lecciones de la liberalización del gas en España", en "Tratado de regulación del sector eléctrico", Thomson-Aranzadi, pp. 863-897.

[2] El "Protocolo de intenciones para el desarrollo de la industria del gas natural en España", firmado por el Ministerio de Industria y Energía (MINER) y las principales empresas de distribución y suministro de gas natural, supuso la puesta en marcha de un plan de expansión a largo plazo de las infraestructuras y de una reordenación normativa y organizativa del sector.

[3] En 1994, la Administración española, las empresas eléctricas y ENAGAS firmaron el "*Protocolo de Intenciones para el uso del gas natural en la generación de energía eléctrica*".

Tabla 1-1.Evolución del aprovisionamiento de gas natural en España (TWh)

Fuente: Informe anual de Sedigas 2016.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Producción Nacional	**0,80**	**1,00**	**1,30**	**1,70**	**1,20**	**1,90**	**1,10**	**0,50**	**0,50**	**0,80**	**0,70**
Importaciones	**409,00**	**408,90**	**457,60**	**410,53**	**404,49**	**399,31**	**394,93**	**375,49**	**383,96**	**364,80**	**382,70**
Argelia	131,10	152,40	160,50	127,56	122,05	147,33	160,30	192,03	211,94	218,80	227,20
GN	100,30	102,20	103,70	79,56	79,40	103,97	118,64	155,33	154,63	175,40	173,50
GNL	30,80	50,20	56,80	48,00	42,65	43,36	41,66	36,70	57,31	43,40	53,70
Francia	0,00	1,00	1,50	1,60	12,17	25,48	35,33	45,65	49,20	37,00	37,60
Países del Golfo (2)	68,30	53,10	61,40	73,26	67,46	53,46	46,18	43,44	36,87	34,10	28,00
Nigeria	82,50	96,90	86,70	55,19	87,87	74,18	59,93	37,11	31,65	43,30	53,70
Trinidad y Tobago	39,00	24,40	50,10	43,78	34,79	27,64	27,49	22,44	23,48	12,80	7,70
Perú	-	-	-	-	7,16	21,09	28,30	16,86	13,97	10,80	19,80
Noruega	24,60	25,30	32,30	38,13	20,68	13,92	19,56	13,37	14,06	8,00	8,70
GN	24,60	25,30	20,80	22,36	-	-	-	-	-	-	-
GNL	-	-	11,50	15,77	20,68	13,92	19,56	13,37	14,06	8,00	8,70
Bélgica	-	-	-	-	0,88	2,97	7,46	2,17	1,30	0,00	0,00
Portugal	0,00	0,00	0,00	1,35	0,00	4,49	3,23	1,96	0,20	0,00	0,00
Egipto	55,20	47,00	57,00	47,94	32,73	25,93	7,15	0,46	1,29	0,00	0,00
Libia	8,00	8,80	6,10	8,25	4,13	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Guinea Ecuatorial	-	-	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Yemen	-	-	-	1,05	2,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Italia	0,00	0,00	0,00	12,42	10,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EE.UU.	0,00	0,00	0,00	0,00	1,31	1,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros	0,30	0,00	1,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL APROV.	**409,80**	**409,90**	**458,90**	**412,23**	**405,69**	**401,21**	**396,03**	**375,99**	**384,46**	**365,60**	**383,40**
EXPORTACIONES	**0,00**	**1,20**	**2,20**	**11,54**	**12,57**	**19,22**	**31,28**	**42,40**	**66,80**	**56,90**	**0,00**
Francia	0,00	1,20	1,90	8,57	6,89	2,70	0,25	4,90	0,40	5,60	-
Portugal	0,00	0,00	0,30	2,97	5,68	8,43	8,33	5,70	6,40	35,30	-
Otros (GNL)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,09	22,70	31,80	60,00	16,00	-
TOTAL SUM. NETOS	**409,80**	**408,70**	**456,70**	**400,69**	**393,12**	**381,99**	**364,75**	**333,59**	**317,66**	**308,70**	**-**
Total Aprov. (bcm)	35,33	35,34	39,56	35,34	34,97	34,59	34,14	32,41	32,40	-	-
GNL/TOTAL (%)	**69,30**	**68,40**	**72,30**	**74,10**	**77,10**	**66,10**	**60,00**	**46,30**	**47,00**	**42,00**	**42,00**

1.2. Demanda de gas natural

Como se observa en la Tabla 1-2, entre 1985 y 2000 el consumo creció principalmente debido al incremento del uso de gas natural en procesos industriales, acompañado por un crecimiento gradual del consumo de gas natural en los hogares. Desde 2002 y hasta el 2008, el consumo de gas natural se aceleró, como consecuencia de la instalación de ciclos combinados de gas natural que utilizan gas natural como combustible para generar energía eléctrica.

La crisis económica, provocó una reducción de la demanda eléctrica, y los cambios producidos en el mix de generación, que han visto cómo la generación con fuentes renovables se ha visto favorecida frente a la generación térmica, y especialmente la generación con ciclo combinado, han provocado una importante reducción del consumo de gas para generación eléctrica. En 2016, del consumo total de gas natural en España (321,5 TWh), sólo un 18% (59,5 TWh) se destinó a la generación de electricidad y un 82% (262 TWh) al consumo convencional.

Tabla 1-2. Evolución del consumo de gas natural en España (GWh).

Fuente: Informe anual de Sedigas 2016.

	1985	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2014	2015	2016
Doméstico	7.128	10.771	18.101	34.755	51.983	56.424	51.995	56.785	59.617	55.945	64.328	49.162	51.774	53.510
Industrial	15.480	44.166	69.381	144.994	196.230	202.428	199.167	203.391	197.256	180.264	194.089	195.327	196.503	202.844
Generación electricidad	6.890	2.254	879	10.379	66.093	111.170	134.664	142.057	187.534	160.888	135.625	51.772	61.238	59.643
Usos no energéticos	173	4.835	6.196	6.131	5.687	6.199	5.698	6.158	5.033	4.874	6.131	5.346	5.283	5.490
Total GN	26.870	61.438	94.225	195.756	319.493	375.653	391.023	407.837	448.868	401.523	400.125	301.561	314.767	321.444
TOTAL DEMANDA	**29.671**	**62.026**	**94.557**	**196.258**	**319.992**	**376.221**	**391.524**	**408.391**	**449.441**	**401.971**	**400.174**	**301.607**	**314.798**	**321.487**

La demanda de gas natural se puede segmentar en base al uso de esta energía:

Industrial. El gas natural tiene multitud de usos en diversos sectores industriales (papel, cemento, metalurgia, productos químicos, refino de petróleo, materiales para la construcción, etc.), siendo la segunda fuente de energía más utilizada en la industria en general, después de la electricidad. Las empresas que combinan el uso del calor en sus procesos industriales con la generación de electricidad (cogeneración) obtienen ingresos adicionales vendiendo la electricidad excedente.

Comercial y servicios. El uso del gas natural en instalaciones comerciales (p. ej., centros comerciales, restaurantes, etc.) y de servicios (edificios oficiales, colegios, hoteles, polideportivos, etc.) es parecido al doméstico (calefacción, agua caliente, cocina, etc.). Sin embargo, los mayores niveles de consumo pueden hacer rentables las instalaciones de cogeneración (generación de calor y electricidad) o equipos que combinen la producción de frío, calor y agua caliente (trigeneración).

Doméstico y residencial. El gas natural es una de las formas más económicas de energía para los consumidores domésticos. Sus usos más habituales son la calefacción, el agua caliente y la cocina, aunque también existen aparatos de aire acondicionado y otros electrodomésticos ("gasodomésticos"). De cara a futuro, hay alguna experiencia en el consumo doméstico y residencial encaminada a la microgeneración a partir de gas natural, consistente en la instalación de microturbinas que permiten, además de los usos habituales, generar la electricidad necesaria para cubrir el consumo del hogar.

Generación de electricidad y ciclos combinados. El gas natural se utiliza igualmente como fuente de generación de energía eléctrica en las centrales térmicas de ciclo combinado, que combinan la combustión en

una turbina de gas con la producción de vapor de agua que mueve una segunda turbina (Ver Tecnologías y costes de la generación eléctrica).

Además de beneficios en términos de eficiencia, los ciclos combinados ofrecen una elevada flexibilidad de operación, al poder arrancar y parar con relativa facilidad, lo cual resulta importante frente a la falta de flexibilidad de otras fuentes de energía usadas en el *mix* energético, como por ejemplo algunas energías renovables. El uso del gas natural también ofrece beneficios ambientales en términos de menores emisiones de partículas y de CO_2 respecto a otros combustibles fósiles, como el carbón o el petróleo.

Materia prima. El gas natural tiene también otros usos distintos al de combustible. Dentro de estos usos, el mayoritario es el uso como materia prima para la fabricación de fertilizantes.

Vehículos que utilizan como combustible gas natural. El gas natural comprimido (GNC), y el gas licuado (GNL) se utilizan en la propulsión de vehículos por sus beneficios medioambientales, ya que, en relación con los combustibles derivados del petróleo, reduce notablemente la emisión de gases y partículas contaminantes. Hasta ahora, el coste y la complejidad de su logística no han favorecido la extensión de una amplia red de abastecimiento, por lo que en la actualidad su uso en la mayoría de los países se limita a usos públicos (autobuses urbanos, recogida de basuras, etc.).

El gas natural se utiliza igualmente como fuente de generación de energía eléctrica en las centrales térmicas. La tecnología que obtiene mayor eficiencia de todas ellas es la de los ciclos combinados de gas natural

Uso marítimo. Finalmente, el gas natural tiene otro uso, como combustible marítimo, y éste se espera que se siga extendiendo en los próximos años. La organización marítima internacional ha creado zonas en las cuales se controla el nivel de emisiones. Actualmente son zonas ECA (Emission Control Area) el Mar Báltico y el Mar del Norte y parte de Norte América. En los próximos años se ampliará a toda América del Norte, Caribe, Mar Mediterráneo y parte de Asia. Por esta causa, el uso marítimo del gas natural licuado como combustible se espera que crezca fuertemente debido a que el gas natural es el combustible fósil con menor nivel de emisiones.

El principal reto de este uso del gas natural se centra en la transformación de los buques actuales para el nuevo combustible, dado que cada buque requiere de ciertas obras de ingeniería para adaptar los depósitos y las tuberías de conducción del GNL. Igualmente, la elección del tipo de motor (híbrido/puro gas natural) es clave en la curva coste/rentabilidad de estos proyectos.

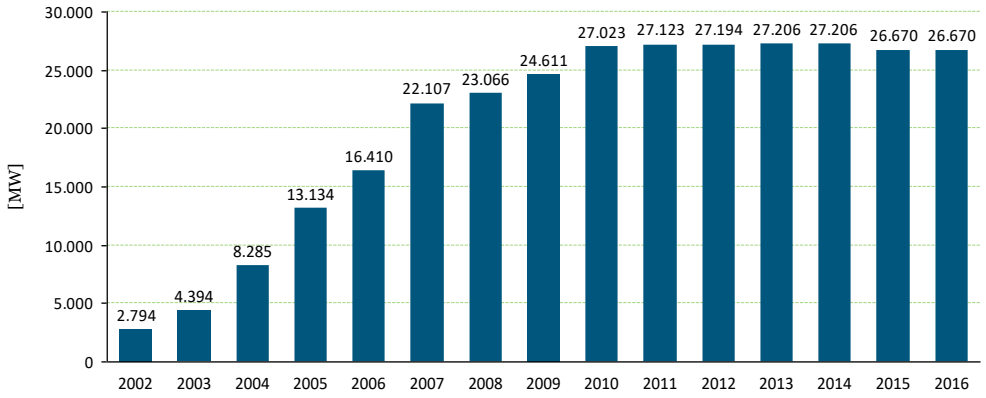
1.3. El valor de la flexibilidad de los ciclos combinados de gas natural

Evolución de la potencia instalada. La evolución del mix de generación de energía eléctrica en España durante los últimos diez años se ha caracterizado por el incremento de las energías renovables y de las centrales térmicas de ciclos combinados. (Ver Energías Renovables: Tecnología, economía, evolución e integración en el Sistema Eléctrico).

Concretamente, en el año 2002 entraron en funcionamiento las seis primeras centrales de ciclo combinado en el sistema español, aportando en su conjunto 2.794 MW de nueva potencia al parque de generación eléctrica. En los años posteriores, en línea con el incremento de la demanda de energía eléctrica, fueron incorporándose nuevos ciclos combinados hasta alcanzar a finales de 2012 una potencia instalada a nivel nacional de 24.948 MW, valor que se ha mantenido hasta día de hoy, tal y como se observa en la Figura 1-1.

Figura 1-1. Evolución de la potencia instalada de ciclos combinados (valores a 31 de diciembre).

Fuente: Red Eléctrica de España, REE



La mayor flexibilidad de los ciclos combinados como tecnología de generación y las menores emisiones de gases de efecto invernadero producidas por este tipo de centrales, son dos elementos que permiten explicar que las empresas de generación optaran por este tipo de centrales como uno de los pilares del crecimiento del parque de generación eléctrica durante el ciclo inversor registrado en los últimos diez años (Ver Tecnologías y costes de la generación eléctrica).

La expansión de los ciclos combinados ha supuesto a su vez una creciente interrelación entre el sistema eléctrico y el sistema gasista. En concreto, el funcionamiento del sistema gasista está relacionado con las necesidades de suministrar combustible a las centrales de ciclo combinado, produciéndose una relación en ambos sectores en aspectos tales como la evolución de los precios, la seguridad de suministro e incluso la estructura de los grupos empresariales implicados.

Características de los ciclos combinados. Los ciclos combinados son centrales de generación de energía eléctrica en las que la energía térmica del gas natural se transforma en electricidad mediante el uso de dos ciclos termodinámicos consecutivos: el correspondiente a una turbina de gas convencional y el correspondiente a una turbina de vapor. El elemento característico de esta tecnología es el uso que se realiza del calor generado en la combustión de la turbina de gas, que se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor, incrementando así el rendimiento del proceso. Ambas turbinas, de gas y vapor, llevan acoplados generadores eléctricos.

Este tipo de centrales tienen una alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores a los obtenidos por una central de un único ciclo, (gracias a este proceso combinado se consigue una eficiencia térmica entre el 50% y 60% (se considera una media de 52,5%), frente al 40% de las turbinas de gas natural de ciclo abierto). Además, ofrecen un funcionamiento flexible y fiable (muestran las tasas de fallo más bajas de todo

el parque de generación). Atendiendo a cuestiones medioambientales, la utilización de esta tecnología ofrece también un gran número de ventajas sobre el resto de tecnologías térmicas convencionales de producción eléctrica. Así, las emisiones de NO_x y SO_2 son insignificantes, mientras que las emisiones de CO_2 en relación a los kWh producidos son aproximadamente un tercio de las emisiones de una central convencional de carbón (ver Tabla 1-3).

Tabla 1-3. Niveles de emisiones de distintos combustibles fósiles.

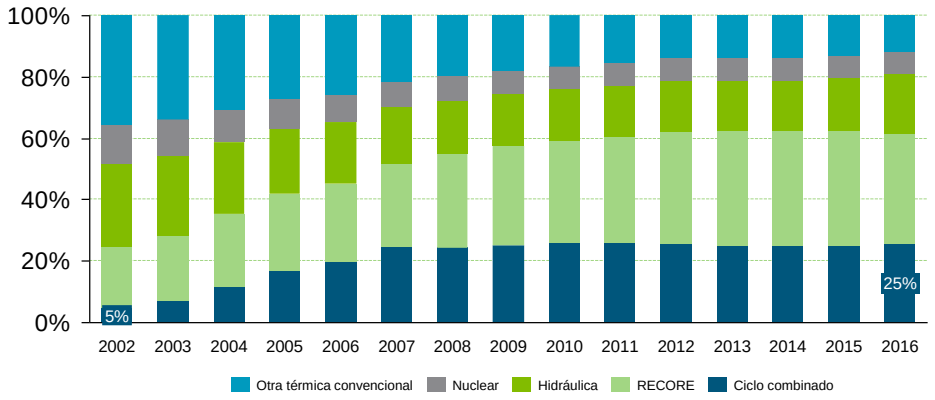
Fuente: Agencia Internacional de la Energía, "Natural Gas Issues and Trends" 1998.

Contaminantes (libras/Mbtu)	Gas Natural	Petróleo	Carbón
Dióxido de carbono (CO_2)	117.000	164.000	208.000
Monóxido de carbono (CO)	40	33	208
Óxidos de nitrógeno (NOx)	92	448	457
Dióxido de azufre (SO_2)	1	1.122	2.591
Otras partículas	7	84	2.744
Mercurio	0,000	0,007	0,016

Expansión de los ciclos combinados. Ante los compromisos internacionales de reducción de emisiones de CO_2 adquiridos en el ámbito de la Unión Europea y del Protocolo de Kioto, el sector de generación eléctrica español realizó una apuesta clara por las energías renovables y por el gas (ciclos combinados) como vectores de crecimiento de la capacidad de generación eléctrica del sistema español. De esta forma, como se aprecia en la Figura 1-2 el mix energético nacional ha experimentado profundas variaciones en la última década, pasando del tradicional peso dominante del carbón y la energía nuclear al predominio del gas natural y las energías renovables. (Ver Tecnologías y costes de la generación eléctrica).

Figura 1-2. Evolución en términos de potencia instalada de la participación en el mix energético de las principales tecnologías.

Fuente: Red Eléctrica de España, REE.



Además, se observa en la Figura 1-2 como el peso de los ciclos combinados en el mix energético se ha incrementado de manera extraordinaria desde el año 2002, situándose a 31 de diciembre de 2016 como la segunda tecnología en términos de capacidad de generación instalada con un 25% del total, por detrás de la energía eólica.

Aportación de flexibilidad al sistema eléctrico. Como se ha comentado con anterioridad, en los últimos años se ha producido una incorporación masiva de energía procedente de fuentes renovables (principalmente eólica) a las redes, que tiene un elevado grado de variabilidad horaria y diaria. El incremento de la tasa de penetración de las energías renovables, que se caracterizan por su impredecibilidad y aleatoriedad (derivada de la aleatoriedad de las fuentes de energía primaria), supone la necesidad de que exista una capacidad de generación de respaldo, flexible y gestionable que pueda absorber las fluctuaciones de la generación de

energía eléctrica a partir de fuentes rentables (Ver Energías renovables: tecnología, economía, evolución e integración en el sistema eléctrico).

Una de las características principales de la energía eólica y de otras energías renovables es su carácter de energías no gestionables. En el caso de que todas las tecnologías del sistema fueran perfectamente modulables, es decir, que su producción pudiera adaptarse perfectamente a las variaciones de la demanda, el sistema necesitaría relativamente poca flexibilidad en el corto plazo, ya que el riesgo para la adecuación de oferta y demanda de electricidad estaría relacionado únicamente con la tasa de fallo no programado de las unidades de generación. En cambio, el creciente peso en el mix energético de estas energías renovables no gestionables supone que la seguridad del sistema eléctrico depende, cada vez en mayor medida, de la flexibilidad del sistema para hacer frente a la variabilidad observada en la producción de origen renovable (especialmente energía eólica), a su patrón de variación intradiaria[4] y a los desequilibrios geográficos que puede crear en el corto plazo en las tensiones de la red de transporte.

En la actualidad el mercado de generación de electricidad en España se caracteriza por la caída de la demanda de energía eléctrica experimentada desde el año 2008, así como por los elevados niveles de inversión en activos de generación llevados a cabo en los últimos años, esencialmente en energías renovables

Existen varios mecanismos de flexibilidad en el sistema eléctrico frente al impacto de la generación eólica en el corto plazo, entre los que se encuentran las interconexiones[5], algunos mecanismos regulados de gestión de la demanda como la interrumpibilidad[6] y la existencia de un parque de generación eléctrico flexible, como las centrales de bombeo[7] y los ciclos combinados. En el caso de estos últimos, que utilizan gas natural como combustible, el grado de flexibilidad que pueden aportar al sistema está estrechamente ligado a la flexibilidad de las infraestructuras gasistas.

El Operador del Sistema eléctrico cuenta con un conjunto de mecanismos de carácter competitivo, denominados procesos de gestión técnica del sistema (ver Mecanismos de ajuste de demanda y producción), mediante los que asegura que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. En general, se ha observado que la integración de la generación eólica en el sistema provoca incrementos del volumen de energía gestionado mediante estos mecanismos, sobre todo en lo referente a requerimientos de reserva. Dadas sus características físicas[8], los ciclos combinados han incrementado de manera significativa su aportación a estos procesos de regulación del sistema eléctrico, al sustituir a otras tecnologías, principalmente centrales de fuel y de carbón, que tradicionalmente participaban en los procesos de gestión técnica del sistema y que ofrecían peores condiciones para prestar estos servicios.

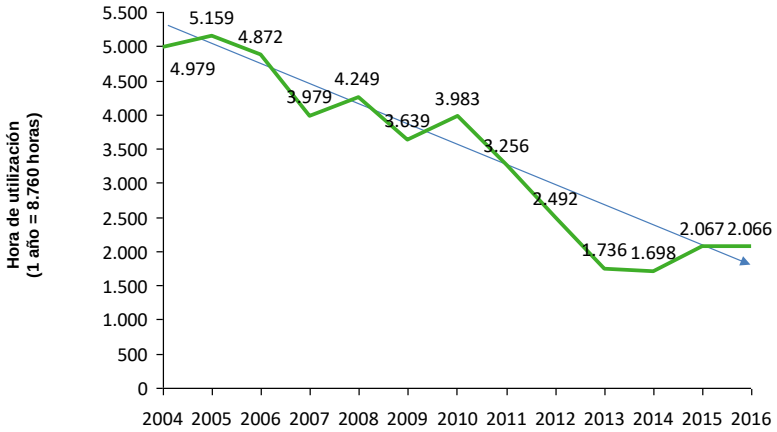
Situación actual de los ciclos combinados. En la actualidad el mercado de generación de electricidad en España se caracteriza por la caída de la demanda de energía eléctrica experimentada desde el año 2008,

[4] La generación eólica presenta perfiles intradiarios desfasados con el perfil de demanda horaria.
[5] Las interconexiones ofrecen un primer nivel de respuesta, reduciendo los requerimientos de regulación primaria, que es la que de manera instantánea y automática corrige los desequilibrios que se producen entre la generación y el consumo y la posibilidad de intercambiar energía con otros sistemas eléctricos cuando se produzcan déficits o superávits de generación.
[6] Los consumidores conectados en alta tensión tienen la opción de firmar contratos de interrumpibilidad de la demanda, mediante los que se comprometen a reducir su potencia cuando REE se lo requiera con el suficiente preaviso, a cambio de descuentos en la factura eléctrica. En la actualidad la potencia interrumpible total disponible en periodos de máxima demanda alcanza aproximadamente 2.000 MW.
[7] Aportan flexibilidad intradiaria, al poder acoplarse casi de manera instantánea a la red. Además ofrece la posibilidad de aumentar su consumo eléctrico en las horas valle.
[8] Son capaces de ofrecer variaciones de carga de un 10% por minuto (aproximadamente 40 MW por cada grupo de 400 MW) y tiempos de arranque en caliente y en frío de menos de dos horas. Además tienen las tasas de disponibilidad más elevadas de todas las tecnologías, con menos de un 5% de tasa de fallo no programada.

aunque se está empezando a recuperar, pero sin alcanzar los valores anteriores a la crisis, así como por los elevados niveles de inversión en activos de generación llevados a cabo en los últimos años, esencialmente en energías renovables. La fuerte expansión del parque de generación renovable, junto con una política de fomento del carbón nacional, ambos con despacho prioritario, han provocado un desplazamiento del gas natural en la cobertura del hueco térmico. Además, la actual coyuntura económica de ventaja en precios del carbón, unido a los bajos precios del CO_2, no ha hecho más que agravar la situación de bajo funcionamiento de los ciclos.

Figura 1-3. Evolución de las horas de utilización de los ciclos combinados.

Fuente: Elaboración propia.



Estas circunstancias han provocado que se estén produciendo cambios significativos en el patrón de funcionamiento de los ciclos combinados, que han visto reducido de manera considerable su factor de utilización.

Según previsiones del Gobierno, la utilización de los ciclos combinados iba a rondar el 15% o 1.000 horas anuales, pero se puede ver en la Figura 1-4 que a día de hoy ha repuntado alcanzando en 2016 un total de 2.066 horas. A pesar de este repunte, que prevé mantenerse en el futuro, se sigue poniendo en duda la capacidad de estas instalaciones para recuperar sus inversiones exclusivamente a través del precio del mercado o, incluso, para poder garantizar su disponibilidad para asegurar un correcto funcionamiento del sistema eléctrico. De esta manera, estas instalaciones deberían poder poner en valor el servicio de flexibilidad y firmeza que aportan para complementar a la producción renovable no gestionable. (Ver Seguridad de Suministro)

2. Normativa relativa al gas natural en Europa y en España

2.1. Normativa básica comunitaria

Gran parte de la legislación vigente en la actualidad en el sector de gas natural en España es resultado de la transposición de la Directiva 98/30/EC, que establecía una serie de normas comunes para todos los Estados miembro de la Unión Europea, con el principal objetivo de sentar las bases para la liberalización ordenada del sector gasista, basada en los principios de separación de actividades y acceso libre y no discriminatorio a las redes por parte de todos los operadores.

En el año 2003, con la publicación de la conocida como Segunda Directiva Europea del Gas (Directiva 2003/55/CE), se avanzó en la liberalización efectiva y la apertura a la competencia de los mercados nacionales del gas, contribuyendo así a avanzar en la creación de un verdadero mercado interior del gas en la Unión Europea. En la práctica, esta Directiva establecía que a partir del 1 de julio de 2004 los consumidores industriales (y a partir del 1 de julio de 2007 los consumidores domésticos) podrían elegir libremente a su proveedor de gas. Adicionalmente, esta Directiva introdujo normas destinadas a reforzar el libre acceso a las redes y otras infraestructuras (por ejemplo de gas natural licuado), la seguridad del suministro[9] y la protección a los consumidores[10]. La Directiva considera el suministro de gas como un servicio de interés general, por lo que contempla la posibilidad de que los Estados miembro impongan obligaciones de servicio público a las empresas para garantizar la seguridad del abastecimiento, los objetivos de cohesión económica y social, la regularidad, la calidad y el precio del suministro y la protección del medio ambiente. El plazo para la transposición en los Estados miembro de las medidas contenidas en esta Directiva concluyó el 3 de marzo de 2011.

En 2009 se aprobó la Directiva 2009/73/CE, comúnmente llamado el "Tercer Paquete", que modifica la Directiva 2003/55/CE, o "Segundo Paquete", sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, y cuyo objetivo es dar un impulso definitivo a la creación del mercado interior de energía a través de los siguientes principios:

- La separación efectiva de las actividades de producción y suministro de la gestión de las redes de transporte, bien sobre la base de la separación de propiedad o bien a través de un gestor de la red independiente,
- El aumento de las competencias y la independencia de los reguladores nacionales, que deberán cooperar a través de una agencia de cooperación de los reguladores de la energía (ACER), con capacidad para tomar decisiones vinculantes e imponer sanciones,
- La creación de un gestor supranacional de redes de transporte (ENTSO-G) y,
- La mejora del funcionamiento del mercado de gas y, en concreto, una mayor transparencia y el acceso libre efectivo a las instalaciones de almacenamiento y a los terminales de GNL.

[9] De acuerdo con la Directiva, en cada Estado miembro se nombrarían gestores de redes de transporte y de redes de distribución y gestores de otras infraestructuras, cuya misión sería la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de todas las infraestructuras gasistas. Los gestores de infraestructuras están obligados a garantizar la seguridad, la fiabilidad, la eficacia y la interconexión de las instalaciones, respetando el medio ambiente y el libre acceso de los terceros a las infraestructuras, basado en tarifas reguladas públicas.

[10] En concreto, la Directiva establece normas mínimas comunes para garantizar un alto nivel de protección de los consumidores (como el derecho a cambiar de proveedor, a transparencia en las condiciones de los contratos, a información general, a instrumentos para solucionar los conflictos, etc.). Además, introduce medidas para garantizar una protección adecuada de los consumidores más vulnerables (por ejemplo, evitando la interrupción del suministro de gas en determinados supuestos).

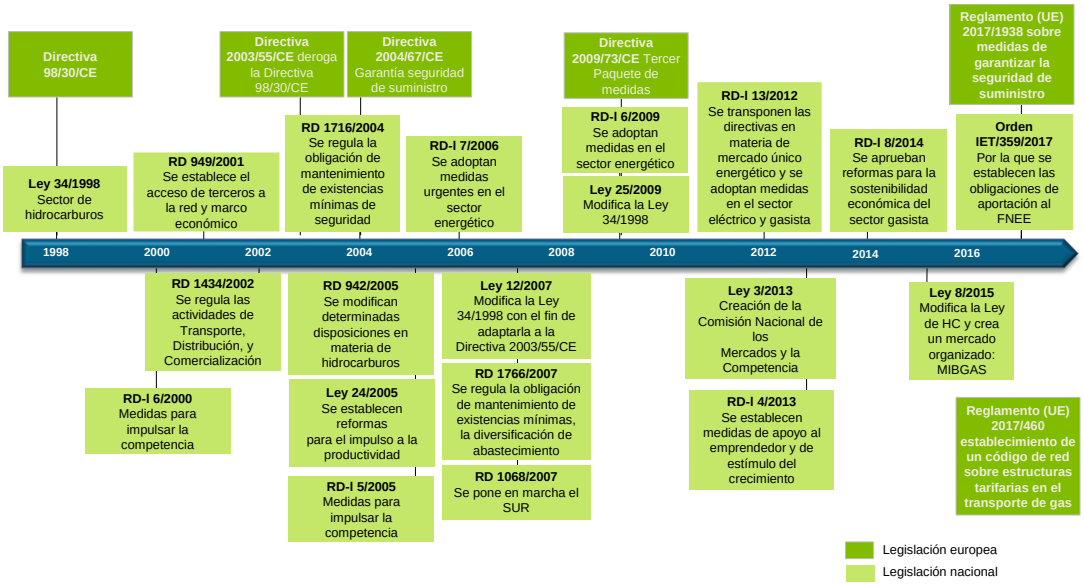
2.2. Normativa española

En general, la regulación del sector gasista español se ha centrado desde el año 1998 en los objetivos de alcanzar la completa liberalización del mercado de gas natural y de desarrollar un marco regulatorio estable que incentive el desarrollo de nuevas infraestructuras gasistas para hacer frente al crecimiento de la demanda y favorecer la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de gas, necesaria dada la escasa producción autóctona (ver El proceso de liberalización de los sectores energéticos).

Los principios que recoge la Directiva 98/30/EC fueron incorporados a la legislación española a través de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (Ley de Hidrocarburos o LHC), que ha sido complementada y modificada por posteriores desarrollos legislativos. En la Figura 2-1 se muestran los principales desarrollos legislativos, nacionales y comunitarios, que han marcado la evolución de la regulación del sector gasista desde 1998.[11]

Figura 2-1. Legislación básica del sector gasista en España.

Fuente: BOE y Diario Oficial de la Unión Europea.



La Ley de Hidrocarburos estableció las bases de una nueva organización del sistema gasista, hasta ese momento basada en un monopolio en el que el grupo Gas Natural SDG desempeñaba todas las actividades de la industria del gas natural[12]. Los principios en los que se basa la reforma introducida por la LHC son:

- La separación de actividades reguladas y actividades en libre competencia,
- El libre acceso de terceros a las infraestructuras gasistas,
- El establecimiento de tarifas de acceso reguladas,
- La liberalización total del comercio mayorista y progresivo en el sector minorista, y
- La regulación de existencias mínimas de seguridad y de carácter estratégico.

[11] Hasta 1998, la principal norma reguladora del sector era la Ley 10/1987, de 15 de junio, de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos.

[12] El grupo Gas Natural SDG, a finales de los años 90, se encontraba integrado verticalmente y desempeñaba desde la actividad de aprovisionamiento de gas mediante GNL o gasoducto internacional, pasando por la regasificación y transporte por gasoductos de alta presión hasta su distribución por gasoductos de baja presión al consumidor final. De esta forma, exceptuando la presencia de distribuidoras localizadas en País Vasco y Aragón, el grupo Gas Natural SDG conformaba en 1998 un monopolio en el suministro de gas.

La Ley de Hidrocarburos fue modificada en 2007 a través de la Ley 12/2007, de 2 de julio, que traspuso los principales cambios introducidos en la normativa de la Unión Europea por la Directiva 2003/55/EC para impulsar la creación de un mercado interior de energía competitivo:

- Reordenación de las competencias de las distintas autoridades reguladoras.
- Desarrollo de la normativa que regula el acceso a las redes.
- Separación funcional de actividades reguladas.
- Regulación de la actividad de suministro de último recurso.
- Creación de la Oficina de Cambios de Suministrador.
- Establecimiento de un calendario de adaptación del sistema tarifario de suministro de gas natural y de aplicación del suministro de último recurso.

El 21 de mayo de 2015 entró en vigor la Ley 8/2015 por la que se modifica la ley 34/1998 de 7 de octubre del sector hidrocarburos. Mediante esta nueva Ley, se incluyen, entre otros, nuevos tipos de infracciones administrativas en el ámbito de los hidrocarburos líquidos, así como:

- Determinadas medidas tributarias y no tributarias relacionadas con la búsqueda, investigación y obtención de hidrocarburos.
- La exigencia a los nuevos operadores de aportar una declaración responsable y aportar una garantía ante la Caja General de Depósitos.
- Con ese mismo objetivo se incluye la facultad de inhabilitar de manera temporal a los operadores de productos petrolíferos para intervenir como tales durante la instrucción de los expedientes sancionadores en relación, entre otros, al fraude fiscal

En todo caso, la modificación principal alude al suministro de gases licuados del petróleo (GLP) canalizado, incluido dentro de la modalidad de suministro a granel, el cual se define de forma explícita, y se establece que lo previsto para el suministro de gases combustibles por canalización sea de aplicación al suministro del GLP a granel canalizado.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, además de adoptar medidas para corregir el déficit de los sectores eléctrico y gasista, transpone directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas, y modifica consiguientemente la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos. En él se amplían las funciones de la CNE (actual CNMC), se define qué son los gestores de red de transporte y los gestores de red independientes e indica que deberán obtener una certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades, y también se dota de mayor protección y derechos a los consumidores domésticos. Además, como se detalla más adelante (Ver Régimen económico de las actividades del sistema gasista), recoge diversas medidas de contención de costes.

Continuando con las medidas para corregir el déficit del sector gasista, el Gobierno publicó en julio de 2014 el Real Decreto-ley 8/2014[13] con el objetivo de establecer medidas que mejoren la sostenibilidad económica del sector. En este sentido este Real Decreto-ley establece el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista determinando que los ingresos generados por el uso de las instalaciones deben satisfacer la totalidad de los cotes del sistema. Este principio se refuerza con la obligación de revisión

[13] Ver Real Decreto-ley 8/2014

automática de los peajes y cánones que correspondan siempre y cuando el desajuste anual entre ingresos y gastos superan los ciertos umbrales. (Ver El déficit tarifario en el sector del gas natural: qué es, consecuencias y solución)

Por otro lado, los desfases temporales que se produzcan sin sobrepasar los umbrales serán financiados por todos los sujetos del sistema de liquidaciones en función de los derechos de cobro que generen.

Otros principios que establece esta norma son:

- *Principio de empresa eficiente y bien gestionada.* En este sentido las metodologías retributivas de las actividades reguladas en el sector del gas natural considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, bajo el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema.
- *Periodos regulatorios de seis años* para establecer la retribución de las actividades reguladas, dando estabilidad regulatoria a las mismas.
- *Metodología de cálculo común para todas las instalaciones de la red básica*, que toma como base el valor neto anual de los activos como base para el cálculo de la retribución a la inversión.

2.3. Actividades reguladas y actividades en libre competencia

Al igual que en el caso del sector eléctrico, la LHC tiene en cuenta que algunas actividades en el sector gasista están sujetas a significativas economías de escala y pueden considerarse monopolios naturales. Estas actividades (regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución) se encuentran sujetas a un esquema de ingresos regulados, mientras que actividades como el aprovisionamiento y la comercialización de energía se desarrollan en un régimen de libre competencia. (Ver Actividades reguladas en el sector eléctrico).

Con el objetivo de asegurar un comportamiento no discriminatorio entre los usuarios de las redes y de clarificar el papel desempeñado por cada agente, la LHC obligó a una separación jurídica dentro del mismo grupo empresarial de las actividades reguladas y las actividades de comercialización y aprovisionamiento.

La LHC obligó a una separación jurídica dentro del mismo grupo empresarial de las actividades reguladas y las actividades de comercialización y aprovisionamiento

Adicionalmente, estableció la obligación de proceder a una separación contable de las diferentes actividades reguladas (regasificación, almacenamiento, transporte y distribución) desempeñadas dentro de un mismo grupo. La Ley 12/2007 incidió aún más en este aspecto, reforzando la separación de las actividades reguladas y liberalizadas, mediante el establecimiento de la obligación de proceder a una separación no sólo jurídica, sino también funcional, lo que obligaba a que las empresas con activos de red funcionen de manera independiente del resto de empresas del grupo empresarial en el que estén integradas. Esta nueva norma propició la separación del transportista principal y el Gestor Técnico del Sistema, creando una unidad orgánica específica que desempeña las funciones de GTS[14]. El Real Decreto-ley 13/2012, que traspone el tercer paquete legislativo europeo, ahonda en la separación entre los responsables de transporte y los de distribución.

El papel de cada uno de los sujetos participantes en el sistema gasista queda establecido en la Ley de Hidrocarburos:

- Los transportistas son sociedades autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural[15].
- El Gestor Técnico del Sistema (GTS) opera y gestiona la red básica y las redes de transporte secundario y es el encargado de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.
- Los distribuidores construyen, operan y mantienen instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo, pudiendo construir, mantener y operar, además, instalaciones de la red de transporte secundario[16].

[14] Para potenciar la independencia del Gestor Técnico del Sistema se limita la participación accionarial del anterior transportista y gestor del sistema Enagás a un máximo de un 5%, restringiendo los derechos políticos de los accionistas a un máximo de un 3% (1% si la empresa realiza actividades gasistas) y estableciendo la suspensión del derecho de voto de las acciones que se posean excediendo la anterior limitación.

[15] El sistema gasista incluye todas las instalaciones de la red básica, las redes de transporte secundario, las redes de distribución, los almacenamientos no básicos y el resto de instalaciones complementarias. La red básica de gas natural está integrada por gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión (presión máxima de diseño igual o superior a 60 bares), las plantas de regasificación de gas natural licuado y las plantas de licuefacción de gas natural, los almacenamientos básicos de gas natural, las conexiones de la red básica con yacimientos de gas natural o con almacenamientos y las conexiones internacionales del sistema gasista español. Las redes de transporte secundario están formadas por gasoductos con presión máxima de diseño entre 16 y 60 bares.

[16] Las redes de distribución comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario.

- Los comercializadores son sociedades que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales.
- Los consumidores finales adquieren gas para su propio consumo y tendrán derecho a elegir suministrador. Si incorporan gas en el sistema para su propio consumo se denominan Consumidores Directos en Mercado.
- La Oficina de Cambios de Suministrador es la sociedad responsable de la supervisión de los cambios de suministrador de los consumidores finales hasta junio 2014, cuando sus funciones se traspasan a la CNMC.

Debido que no tiene sentido económico duplicar las redes de transporte y distribución y otras infraestructuras, el marco normativo vigente favorece el desarrollo de la competencia en las actividades de aprovisionamiento y suministro de energía garantizando el libre acceso a las redes y a otras infraestructuras, que son consideradas como monopolio natural.

La Ley 34/1998 y el Real Decreto 949/2001 establecen que tanto los transportistas como los distribuidores tienen el deber de permitir el acceso transparente, objetivo y no discriminatorio de terceros a sus instalaciones a cambio de una contraprestación económica por el uso de dichas instalaciones, determinada por los peajes y cánones. A diferencia de la normativa europea, que sólo reconoce el derecho de acceso regulado a los gasoductos (de transporte y distribución) y a las plantas de regasificación, la regulación española extiende este derecho también a los almacenamientos subterráneos[17].

El acceso a las infraestructuras gasistas se lleva a cabo a través de un proceso que consta de las siguientes fases:

- Solicitud de acceso a las redes a través de peticiones formales de reserva de capacidad que serán evaluadas por el Gestor Técnico del Sistema, que podrán ser denegadas en caso de falta de capacidad disponible.
- Firma de contratos de acceso a las instalaciones con los titulares de las mismas (y, en el caso del almacenamiento subterráneo, con el Gestor Técnico del Sistema).
- Abono de los peajes y cánones regulados correspondientes. (Ver Los peajes de acceso de gas natural)

[17] El Real Decreto 949/2001 estableció la regulación básica relativa al acceso de terceros a las instalaciones gasistas. El método de asignación de la capacidad de transporte establecido por esta norma fue la asignación por orden cronológico de solicitud, "first come, first served", que sigue vigente en el acceso a las plantas de regasificación y puntos de entrada al sistema de transporte. En el caso de los almacenamientos subterráneos, dada la escasez de almacenamiento actual, se ha cambiado el criterio de "orden de solicitud" por un "criterio de reparto anual" de la capacidad de manera proporcional a las obligaciones de almacenamiento estratégico de cada operador. El resto de la capacidad de almacenamiento se subasta y se asigna al mejor postor. Está previsto que la posible modificación del Real Decreto 949/2001 y el futuro desarrollo de un hub de gas impulsen cambios en las condiciones de contratación.

2.4. Régimen económico de las actividades del sistema gasista

Además de regular el acceso de terceros a las infraestructuras gasistas en los términos expuestos en la LHC, el Real Decreto 949/2001 sentó las bases del régimen económico del sector gasista, estableciendo un sistema económico integrado del sector de gas natural para las actividades reguladas, retribuidas con cargo a las tarifas, los peajes y los cánones regulados. El Real Decreto 949/2001 expone, también, los criterios básicos para la retribución de las actividades reguladas y para la fijación de los peajes y tarifas que pagan los sujetos por el acceso y el uso de las instalaciones gasistas. El Real Decreto 949/2001 establece un marco retributivo para la distribución que se debía revisar cada 4 años. Esta revisión no se ha producido hasta la fecha.

Según estos criterios, la retribución de las actividades reguladas se sufragará mediante la recaudación procedente de los precios regulados por el uso de las infraestructuras (peajes y cánones)[18]. Dado que no tienen por qué coincidir las empresas que recaudan la facturación, tanto por tarifas como por peajes y cánones, con la retribución reconocida a cada empresa transportista y distribuidora, el Real Decreto 949/2001 estableció un sistema de liquidación de las actividades reguladas que sigue realizando transitoriamente la CNMC, aunque está función se traspasará al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Los criterios establecidos para la retribución de las actividades reguladas se basan en los principios de:

- Recuperación de las inversiones realizadas, permitiendo una rentabilidad razonable,
- Introducción de incentivos para que las compañías realicen una gestión eficiente de las infraestructuras y de los servicios regulados y,
- Evitar distorsiones entre el sistema de suministro a tarifa[19] y el de peajes. (Ver El Suministro de Último Recurso)

La reforma energética que emprendió el Gobierno a principios de 2012 también afectó al sector del gas natural. Así, el Real Decreto-ley 13/2012, suspendió la construcción de plantas de regasificación y de gasoductos troncales hasta que la demanda de gas justificara la construcción de estas nuevas infraestructuras. Adicionalmente, la Orden IET/849/2012, incrementó los peajes de acceso en un 5%, e incrementó la vida útil de los almacenamientos subterráneos de 10 a 20 años.

A finales de 2012 se aprobaron la Orden IET/2805/2012 y la IET/2812/2012, en las que se modificó la retribución de los almacenamientos subterráneos debido a la aplicación de un coeficiente de actualización del 2,5% al valor neto de la inversión tanto en infraestructuras como en gas colchón, y se anuló el factor de eficiencia del IPH para las actividades reguladas de transporte y distribución para ese año.

[18] Entre los peajes y cánones vigentes se incluyen el peaje de regasificación, el peaje de descarga de buques, el peaje de carga de cisternas, el peaje firme de transporte y distribución, el canon de almacenamiento subterráneo, el canon de almacenamiento de GNL y precios regulados por otros servicios: peaje de trasvase de GNL a buques, peaje de tránsito internacional, peaje interrumpible de transporte y distribución y peajes para contratos de acceso con duración inferior a un año.
[19] Desde el 1 de julio de 2008 se sustituye el suministro a tarifa por el suministro de último recurso.

2.5. El proceso de liberalización del sistema gasista

En Europa, la década de los noventa fue un período en el que se produjo, en algunos países, un impulso a los procesos de liberalización de algunos sectores de la economía que habían estado sujetos a estructuras de monopolio, bien por el predominio de condiciones de monopolio natural, o bien por la existencia de monopolios legales. En el caso concreto del sector gasista, la publicación de la Directiva 98/30/CE supuso el primer paso hacia su liberalización.

Esta Directiva establecía, como medida más relevante en relación con la liberalización del mercado, la obligación de que los Estados miembro abrieran sus respectivos mercados minoristas a la competencia, indicando un calendario para que los consumidores pudieran, de forma gradual, elegir su suministrador. La Directiva 2003/55/CE aceleró el proceso de liberalización del mercado del gas, fijando el 1 de julio de 2007 como fecha límite para que todos los consumidores en la Unión Europea pudieran elegir su suministrador con total libertad.

La normativa española ha sido una de las pioneras en el ámbito europeo en el impulso a la liberalización del mercado de gas natural. El 1 de enero de 2003, España se situó a la cabeza de la Unión Europea, al alcanzar la plena liberalización de los mercados minoristas de electricidad y gas natural, superando ampliamente los requisitos y plazos impuestos a los Estados miembro por las distintas Directivas. La consecución de la plena elegibilidad de todos los consumidores en el sector gasista siguió un proceso gradual, como muestra la Tabla 2-1.

Tabla 2-1. Calendario elegibilidad para los consumidores de gas.

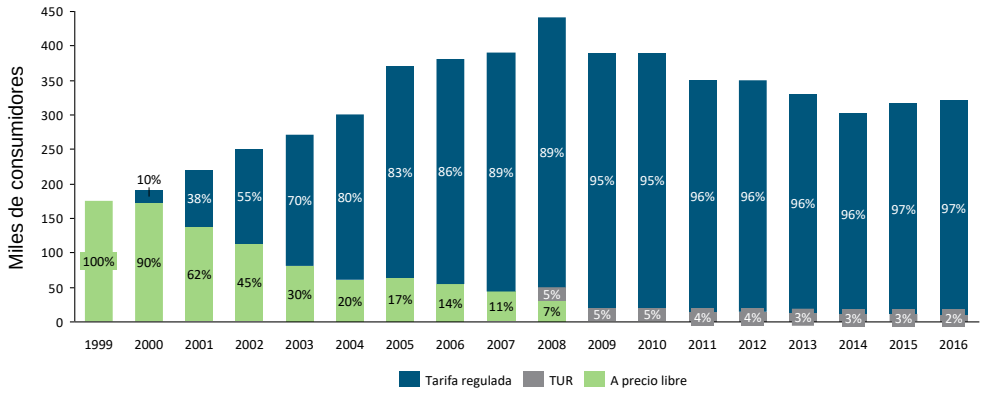
Fuente: Comisión Nacional de la Energía.

Norma	Fecha de efecto	Umbrales de elegibilidad (consumo anual)	Nivel de apertura del mercado (% consumo)
Ley 34/1998	01/01/1999	20 Mm^3(N)/año	45%
RDL 6/1999	01/04/1999	10 Mm^3(N)/año	60%
RDL 6/1999	01/01/2000	5 Mm^3(N)/año	68%
RDL 6/2000	25/06/2000	3 Mm^3(N)/año	73%
RDL 6/2000	01/01/2002	1 Mm^3(N)/año	79%
RDL 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100%

Aunque el año 2003 fue el primer año de liberalización plena en el sector gasista, la evolución del traspaso de clientes del mercado regulado al mercado liberalizado fue gradual. Como se aprecia en la Figura 2-2, desde el año 2000 el consumo de los clientes de gas natural acogidos al mercado liberalizado (a través de una comercializadora) ha experimentado un aumento gradual, alcanzando el 98% del total en el año 2016. En la actualidad, únicamente una fracción muy pequeña de la energía está sujeta a tarifas reguladas (ver Tarifa de Último Recurso).

Figura 2-2. Evolución de la proporción del consumo en los mercados libre y regulado.

Fuente: CNMC



El mercado ibérico del gas natural (MIBGAS). El 8 de marzo de 2007, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España y el Ministerio de Economía e Innovación de Portugal firmaron el" Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal", que significaba el primer paso para la creación y desarrollo del mercado ibérico del gas natural (MIBGAS).

Los principales objetivos del Mercado Ibérico del Gas Natural (MIBGAS), que supone la unificación en la práctica de los mercados gasistas de Portugal y España, son el incremento de la seguridad de suministro a través de la integración y coordinación de ambos sistemas gasistas y del refuerzo de las interconexiones, el aumento del nivel de competencia, transparencia, armonización y racionalización del marco regulatorio del sector gasista en los dos países.

El hecho de introducir un *hub* en el sistema gasista español proporcionara a los diferentes agentes el acceso al mercado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias

En enero de 2008 la CNE y el ERSE (Institución reguladora de Portugal) presentaron una propuesta de "Modelo de Organización y Principios de Funcionamiento del Mercado Ibérico del Gas" que supuso una primera iniciativa para el desarrollo de este mercado.

El plan de asistencia a Portugal por parte de la Unión Europea y del Fondo Monetario Internacional ha incluido entre sus exigencias, las de impulsar la integración entre el mercado de gas de Portugal y el Español.

Adicionalmente, el "*Gas Target Model*" (marco estructural que establece la forma en que un mercado del gas debe ser), documento del CEER, aboga por la creación de mercados regionales, como podría ser el de MIBGAS. (Ver El mercado mayorista y los *hubs* de gas natural en España)

Con la Ley 8/2015 de 21 de mayo, se crea en España el mercado organizado para el gas: MIBGAS, poniéndose en marcha el 16 de diciembre de ese mismo año, permitiendo la madurez y desarrollo del mercado mayorista pues: (i) genera señales consistentes y fiables en los precios a corto plazo; (ii) facilita la entrada a terceros; (iii) incrementa la competencia.

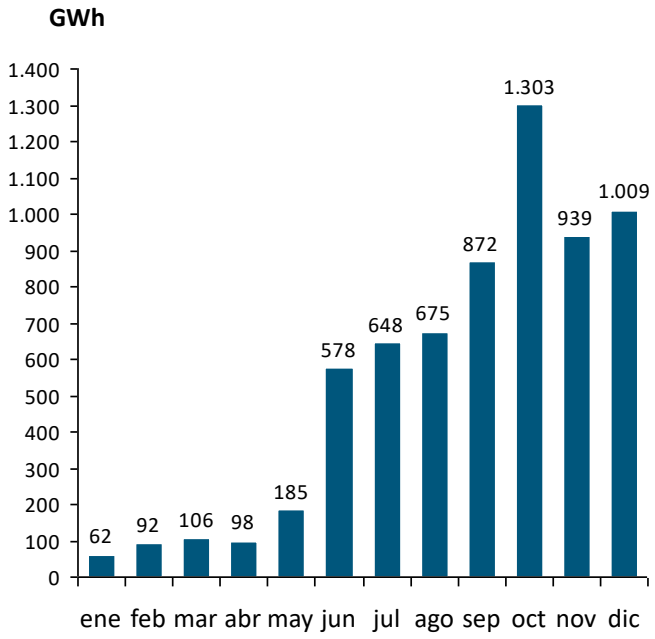
Hasta su reciente aparición, la única manera que tenían las empresas para negociar con las comercializadoras era a través de contratos (mercados OTC) basadas en fórmulas indexadas al petróleo o a un tipo de cambio. El estar indexado a una materia que no tiene la misma correlación tiene el riesgo de que no siga los mismos fundamentales provocando que los precios del gas sean muy diferentes entre países.

El consumo de gas natural en España ha experimentado una clara tendencia alcista hasta la llegada de la crisis económica y financiera. Dicho crecimiento se ha producido por el incremento del consumo de gas en procesos industriales, en el sector doméstico y, desde 2002, por su uso como combustible en las centrales térmicas de ciclo combinado. (Ver El valor de la flexibilidad de los ciclos combinados de gas natural). Además, en España se ha experimentado también un crecimiento en el volumen de gas negociado en transacciones cuyo objetivo no es el usuario final, es decir, en procesos de modulación de stock de gas de empresas comercializadoras, necesidades para suministro a consumidor final y en ajustes de balance.

Desde la creación de MIBGAS en 2015, el volumen de energía transaccionado ha ido aumentando de forma constante hasta junio de 2016, donde se puede ver en la Figura 2-3 multiplica por tres el volumen generado en mayo.

Figura 2-3. Evolución de la proporción del consumo en los mercados libre y regulado 2016.

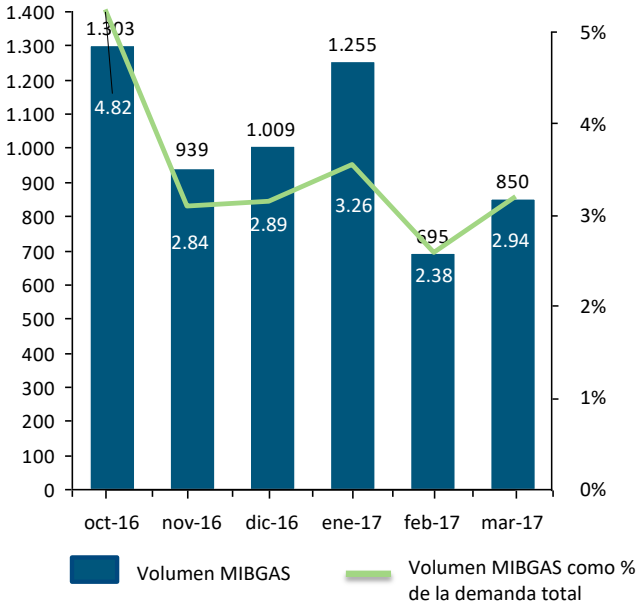
Fuente: MIBGAS y elaboración propia.



A día de hoy, el número de agentes que alcanza MIBGAS es de 61, y el volumen negociado es aún muy bajo frente a lo que se negocia bilateralmente. A pesar de ello, el tiempo que lleva en funcionamiento la plataforma es corto y por tanto la proyección de afianzarse como mercado de referencia para realizar los ajustes en el mercado mayorista es aún muy alta. La figura Figura 0-4. presenta, la evolución del volumen negociado en MIBGAS desde octubre 2016.

Figura 0-4. Evolución de la proporción del consumo en los mercados libre y regulado.

Fuente: MIBGAS y elaboración propia



3. Aprovisionamiento de gas natural en España

3.1. La cadena de valor del gas natural

El gas natural es una mezcla de diferentes gases, aunque predomina el metano (ver Tabla 3-1) El gas se origina como consecuencia de la descomposición durante miles de años de materia orgánica enterrada con otros sedimentos a altas presiones y altas temperaturas en el interior de yacimientos a grandes profundidades, de donde es extraído, por lo cual es considerado un combustible fósil.

Tabla 3-1. Composición del gas natural.

Fuente: Naturalgas

Elemento	Formulación	%
Metano	CH_4	70-90%
Etano	C_2H_6	
Propano	C_3H_8	0-20%
Butano	C_4H_{10}	
Dióxido de Carbono	CO_2	0-8%
Oxígeno	O_2	0-0,2%
Nitrógeno	N_2	0-5%
Sulfato de Hidrógeno	H_2S	0-5%
Otros gases	A, He, Ne, Xe	trazas

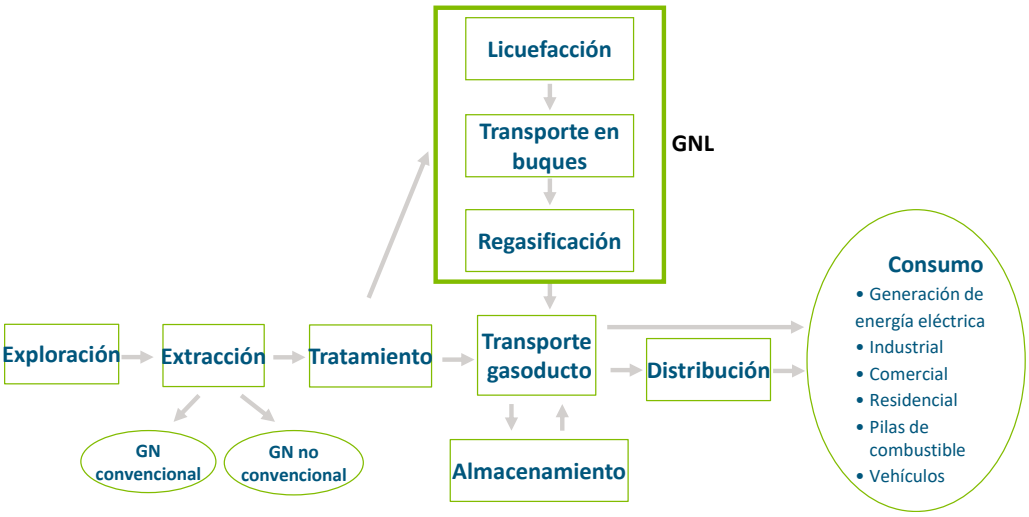
Se utiliza como fuente de energía en los sectores industrial, comercial y doméstico, así como para la generación de electricidad (ver Tecnologías y costes de la generación eléctrica). En relación con otros combustibles, el gas natural destaca por su combustión limpia (no emite partículas y tiene contenidos muy bajos de NOx y SOx) y con bajas emisiones de CO_2, aunque posee menor poder calorífico que otros hidrocarburos.

¿Qué actividades componen la cadena de valor del gas natural? El proceso que sigue el gas natural desde la fase de exploración hasta que es consumido por el cliente final (ver Figura **3-1**), definido como la cadena de valor del gas, es el siguiente:

- Extracción y tratamiento del gas almacenado.
- Licuefacción y transporte en forma de gas natural licuado (GNL)
- Posterior regasificación y/o transporte como gas a través de gasoductos.
- Almacenamiento.
- Distribución hasta los puntos de consumo.

Figura 3-1. Esquema básico del Sistema Gasista.

Fuente: Elaboración propia.



Infraestructuras de gas natural. La evolución de las infraestructuras gasistas ha estado intrínsecamente ligada al incremento en el consumo final de gas natural, con elevadas tasas de crecimiento hasta la crisis de 2008-2009. El sistema gasista español comprende las plantas de regasificación, las conexiones internacionales, los almacenamientos subterráneos, las instalaciones de la red de transporte (gasoductos, estaciones de compresión, etc.), las redes de distribución, y el resto de instalaciones complementarias.

Las infraestructuras de gas natural actualmente en servicio en España en 2013 (Figura 3-2) se componen de:

- Dos yacimientos,
- Siete plantas de regasificación de gas natural licuado, siendo el país europeo con más plantas instaladas.
- Cuatro almacenamientos subterráneos.
- Seis conexiones internacionales (dos con Argelia, uno de ellos a través de Marruecos, dos con Francia y dos con Portugal),
- Más de 85.000 Km de red de transporte y distribución.
- Además, otras instalaciones auxiliares, estaciones de compresión y plantas satélites de GNL.

Teniendo en cuenta la elevada dependencia del sector gasista español de aprovisionamientos procedentes del exterior y la consideración del suministro de gas natural como servicio de interés general, desde el año 1998 la regulación española ha prestado especial atención al objetivo de garantizar el suministro de gas

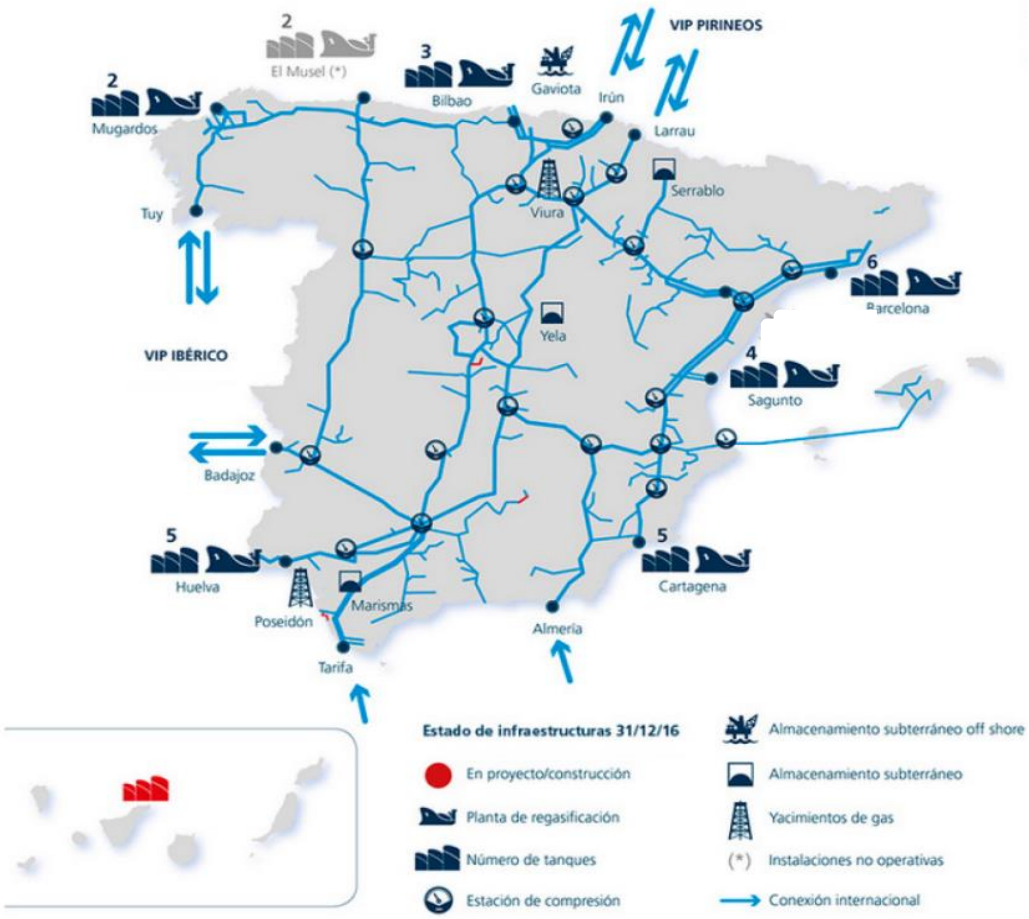


Figura 3-2: Infraestructuras gasistas en España

Fuente: Sedigas, El gas en España, 2016.

Desarrollo de infraestructuras en los próximos años. El último plan de infraestructuras aprobado por el antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ("Planificación de los sectores de electricidad y gas natural 2008-2016") fue elaborado en un momento de fuerte crecimiento de la demanda, por lo que se fijaron objetivos muy expansionistas en materia del desarrollo de infraestructuras, como la puesta en marcha de tres nuevas plantas de regasificación (El Musel en Gijón, y dos en Canarias), numerosas ampliaciones de capacidad de plantas, la puesta en marcha del gasoducto submarino Medgaz y la ampliación de la capacidad de interconexión con Francia y la construcción de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo (Yela y otros). Sin embargo, desde 2008 la demanda de gas e infraestructuras tienen crecimientos desacompasados, ya que mientras el consumo no ha hecho más que disminuir, la Planificación entonces en vigor mantenía un escenario expansionista de construcción de infraestructuras.

Por ello, ya en 2010, la Orden ITC/2906/2010 aprobó un "Programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural", que suponía una revisión de las infraestructuras incluidas en la Planificación 2008-2016, incorporaba actuaciones excepcionales y señalaba como "R" determinadas infraestructuras no prioritarias.

Dada la gravedad de la situación, el Gobierno aprobó durante el año 2012 una serie de medidas, recogidas en el Real Decreto-Ley 13/2012 y la Orden IET/849/2012 de peajes. (Ver El Déficit tarifario en el sector del gas natural: qué es, consecuencias y solución).

- Se suspende la concesión de nuevas autorizaciones de plantas de regasificación en la Península y de gasoductos de transporte (salvo los ligados a las conexiones internacionales de Larrau y Biriatou).

- Se congela la puesta en servicio de la planta de Musel.
- Se revisa la retribución de los AASS de Yela:
  - Se aumenta el plazo de amortización de 10 a 20 años.
  - Se elimina la posibilidad de obtener retribución provisional y se impide que se puedan cobrar dos anualidades a la vez.
  - Podrán realizarse auditorías de coste.
  - Los contratos de operación y mantenimiento deberán adjudicarse por concurrencia.
- Se elimina la retribución específica de instalaciones de distribución.

Garantía de suministro y planificación de las infraestructuras. Teniendo en cuenta la elevada dependencia del sector gasista español de aprovisionamientos procedentes del exterior y la consideración del suministro de gas natural como servicio de interés general, desde el año 1998 la regulación española ha prestado especial atención al objetivo de garantizar el suministro de gas, para lo que ha establecido obligaciones por parte de los agentes de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y de diversificación de los aprovisionamientos[20].

En el primer caso, tanto los comercializadores como los consumidores directos en mercado que no se suministren de ningún comercializador deberán mantener unas existencias mínimas de seguridad de 20 días equivalentes de sus ventas firmes en España (en el caso de los consumidores directos, expresadas en días equivalentes de sus consumos firmes en la parte no suministrada por un comercializador). En cuanto a la obligación de diversificación del suministro, tanto los comercializadores como los consumidores directos con una cuota de mercado superior al 7% deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 50%.

[20] La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) es la encargada de llevar a cabo la inspección y control de las obligaciones de mantenimiento de existencias y de diversificación del suministro.[21] Ver Naturalgas y Álvarez Pelgry, E. y Balbás Peláez, J. (2003), *"El gas natural. Del yacimiento al consumidor: Aprovisionamientos y cadena del gas natural licuado*", CIE Inversiones Editoriales.

3.2. Reservas, extracción y producción

Aunque el uso del gas natural data de tiempos más antiguos, comenzó a extraerse de yacimientos de forma sistemática en los EE.UU. en el siglo XIX, con el objetivo de canalizarlo hacia las ciudades. Inicialmente se usaba únicamente como combustible para iluminación[21]. Tras la llegada de la electricidad se comenzó a emplear para calefacción y para agua caliente sanitaria. Los primeros usos industriales del gas natural tuvieron lugar en la industria metalúrgica. Progresivamente la profundidad de extracción fue aumentando y se fue mejorando la capacidad de transporte hacia los puntos de consumo, especialmente gracias a los avances en técnicas de soldadura tras la Segunda Guerra Mundial.

Exploración y reservas. El aprovechamiento del gas natural se inicia con la exploración, proceso en el cual se realizan los estudios, levantamientos y análisis geológicos necesarios para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez se tiene ubicado el recurso se desarrolla un plan de explotación del yacimiento para la producción del gas natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo, en los casos de que sea un yacimiento de gas asociado.

Los yacimientos de gas natural suelen estar a altas profundidades en el subsuelo, bien en tierra firme ("*onshore*") o bien bajo el mar ("*offshore*"). El gas natural puede encontrarse en los yacimientos en dos estados; "libre" o "asociado". En estado "libre", el gas se extrae independientemente, no junto con otros compuestos, y cuando está "asociado" se encuentra mezclado con hidrocarburos u otros gases del yacimiento. También puede encontrarse en capas más superficiales, asociado al carbón.

Una reserva de gas natural pasa a ser una "reserva probada" cuando se determina la cantidad y la calidad del gas natural contenido en dicho yacimiento, calculándose su duración de acuerdo a la cantidad de gas que tenga y a una estimación del consumo esperado. Dado que llevar a cabo este proceso de investigación y cálculo de recurso en su totalidad implica importantes inversiones, es habitual que ciertas reservas solo se tengan ubicadas geográficamente y se estime su potencial, pero no han sido sometidas a estudios de cálculo tan precisos hasta que son sometidas a su explotación. Sin embargo, las empresas productoras de gas deben contar con reservas demostrables para garantizar los contratos de extracción y suministro en los que incurran.

Las técnicas de exploración más antiguas se basaban en la detección de la presencia de emanaciones en la superficie. Con el tiempo, los métodos de exploración han ido evolucionando hacia técnicas más avanzadas, como la sísmica de reflexión (envío de ondas que, al rebotar contra las distintas superficies, permiten definir la estructura y orografía exacta de los yacimientos). 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. Esta actividad es de una alta complejidad técnica y precisa de grandes inversiones y especialización, por lo que su desarrollo lo suelen realizar empresas petrolíferas. En la Tabla 3-2 podemos ver la distribución de las reservas probadas de gas natural en el mundo por zona geográfica.

Tabla 3-2. Reservas probadas de gas natural en junio 2017.

Fuente: "BP Statistical Review of World Energy", 2017.

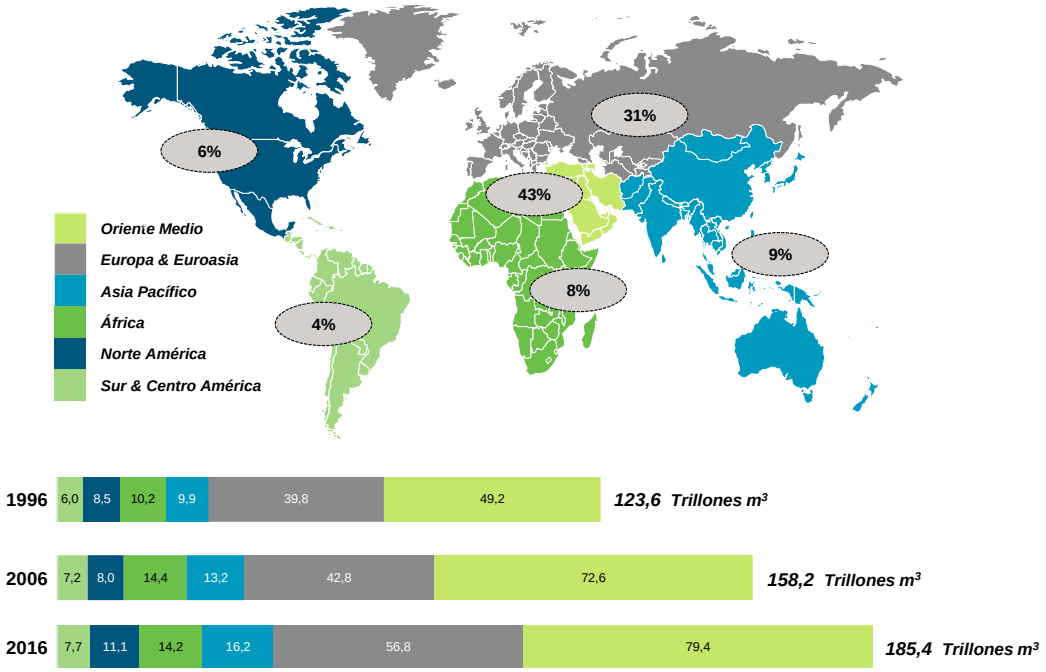
Zona geográfica	Trillones m^3	%
Norte América	11	6%
Sur y Centro América	8	4%
Europa y Eurasia	57	31%
Oriente Medio	79	43%
África	14	8%
Asía Pacífico	16	9%
Total	**185,4**	**100%**

[21] Ver Naturalgas y Álvarez Pelgry, E. y Balbás Peláez, J. (2003), *"El gas natural. Del yacimiento al consumidor: Aprovisionamientos y cadena del gas natural licuado*", CIE Inversiones Editoriales.

Oriente Medio es la zona con mayores reservas de gas natural del mundo, con un 43% del total mundial, y dentro de Oriente Medio, destacan en especial Irán, con un 18% y Qatar, con un 13%. Los países donde se encuentran las mayores cantidades de reservas probadas son Rusia, Irán, Qatar, Arabia Saudí y Estados Unidos. En la Figura 3-3 se recoge la distribución regional a nivel mundial de los 185.4 trillones de metros cúbicos de gas considerados reservas probadas en junio de 2017, donde se observa la concentración en Oriente Medio (43%) y la región de Europa y Eurasia (31%)

Figura 3-3. Reservas probadas de gas natural por región mundial.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2017 y elaboración propia.



Tras nuevos estudios de investigación y la obtención de nuevas tecnologías de extracción y a pesar del consumo realizado de gas natural, la cuantía de las reservas de gas ha aumentado, sin embargo, los nuevos descubrimientos y la significancia de nuevas tecnologías de extracción cada vez tendrán menos peso, por lo que es fundamental concienciarnos en el uso eficiente de este recurso.

Tipos de extracción y producción de gas natural. Una vez detectada la existencia de un yacimiento y comprobado que se dan las condiciones técnicas y económicas que hacen viable la extracción del gas natural, se procede a la perforación del mismo. Generalmente, se utiliza una técnica de perforación por rotación directa (es decir, la materia perforada se traslada a la superficie a través del interior del brazo perforador). El desarrollo reciente de las técnicas de perforación horizontal permite acceder a yacimientos más alejados desde una misma plataforma de extracción. Los últimos avances en técnicas de extracción se están produciendo en la naciente industria del gas no convencional.

En los últimos años se han investigado y desarrollado, especialmente en los EE.UU., nuevas formas de extracción de gas natural denominadas "no convencionales" (ver Figura 3-4), en parte debido a los elevados precios de los combustibles. Entre las principales nuevas fuentes de "gas no convencional" se encuentran las siguientes[22]:

[22] También son consideradas formas de extracción no convencional la extracción a profundidades superiores a las convencionales, el gas en zonas geopresurizadas (capas de arcilla comprimidas rápidamente que dan lugar a formaciones de gas natural) y los hidratos de metano (metano atrapado en estructuras de hielo en el fondo de los océanos).

- *"Shale gas" (o gas procedente de pizarras y esquistos)*. Los esquistos y las pizarras son formaciones minerales procedentes de sedimentos ricos en arcillas, de grano fino pero bastante impermeables que se almacenan en capas paralelas que suelen contener gas natural. Las propiedades de estas rocas hacen que sea difícil extraer el gas natural, ya que para liberarlo es necesario fracturar la roca mediante la técnica conocida como "fracking".

- *"Tight sand gas accumulations" (o gas en arenas de baja permeabilidad).* Como consecuencia de la baja permeabilidad de estas acumulaciones de arena, el gas natural queda atrapado en ellas sin poder ascender a capas más superficiales. Al igual que ocurre con el "shale gas" es necesario fracturar esta estructura para extraer el gas, dificultando su extracción.

- *"Coalbed methane" (CBM) o metano en capas de carbón.* De la misma manera que podemos encontrar el gas natural asociado al petróleo, también podemos encontrarlo asociado al carbón. Antiguamente esto suponía un problema a la hora de extraer el carbón en las minas, por su peligrosidad. Actualmente se recupera este gas liberado en la extracción de carbón y se conduce a los gasoductos.

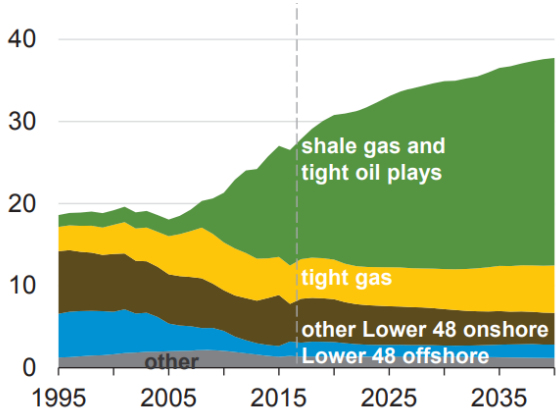


Figura 3-4. Producción de gas natural en EE.UU.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, "Annual Energy Outlook 2017".

El éxito del *shale gas* en EE.UU. se debe a la conjunción de una serie de factores, entre los que se encuentran las características geológicas del terreno, el régimen de propiedad de los derechos minerales, la existencia de una potente industria de servicios que lo apoya, la regulación medioambiental y la accesibilidad a un mercado líquido y transparente. En Europa estos condicionantes son bastante distintos, ya que, por ejemplo, en Europa los derechos minerales son propiedad del Estado, y la regulación medioambiental es mucho más exigente. Por ello, no es descartable un desarrollo del *shale gas* en Europa, pero posiblemente llevará mucho más tiempo y será a menor escala que en EE.UU.

Polonia es actualmente el país europeo más avanzado en la búsqueda del *shale gas* y el considerado como con mayor potencial de desarrollo. Pero, después de que en el periodo 2007-2010 se concediesen numerosas licencias de explotación, los resultados de las perforaciones realizadas no han sido todo lo favorables que se esperaba, y a las dificultades técnicas se unen incertidumbres sobre una posible reforma fiscal y regulatoria, por lo que las perspectivas de una explotación económicamente rentable del *shale gas* parecen reducirse.

En España las posibilidades de desarrollo de shale gas son bastante más reducidas que en otros países europeos

En España las posibilidades de desarrollo de *shale gas* son bastante más reducidas que en otros países europeos, ya que la actividad de exploración y producción de hidrocarburos ha sido históricamente pequeña, la información disponible es limitada, y además existe una fuerte oposición social. Las cuencas con más potencial son la Vasco-Cantábrica, Pirenaica, Ebro y Guadalquivir.

El recurso técnicamente recuperable de *shale gas* en el mundo se estima en 7.300 trillones de pies cúbicos, los cuales están distribuidos principalmente en 10 países tal como se representa en la Figura 3-5.

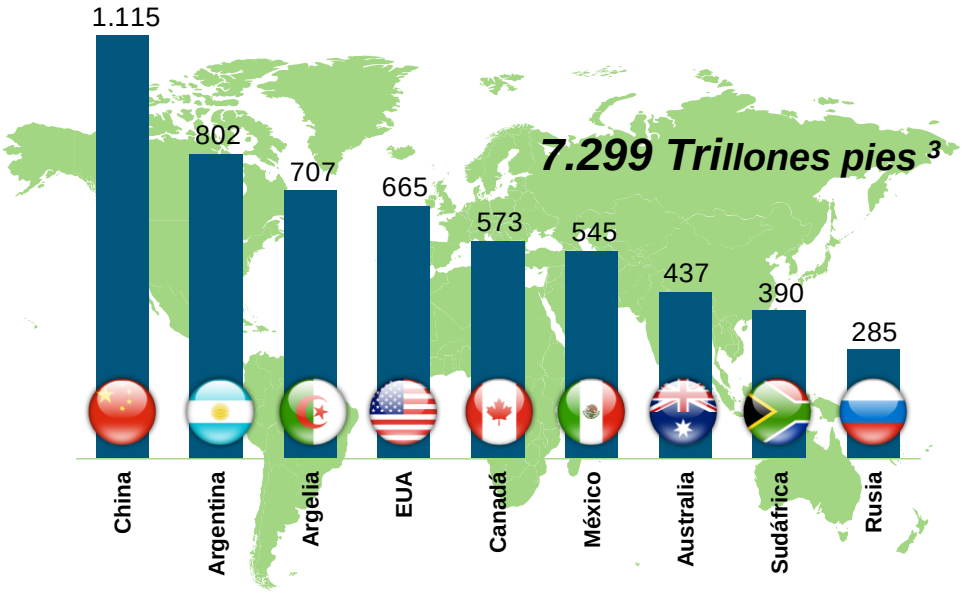


Figura 3-5. Reservas de shale gas a nivel global.

Fuente: EIA, world shale resource assessments

El incremento de la oferta de gas natural provocado por esta nueva forma de extracción está teniendo un impacto sustancial en el precio spot de gas natural en EE.UU., que ha experimentado un importante descenso. Esto está provocando la relocalización de industria intensiva en energía en EE.UU., que se está beneficiando de un precio inferior no sólo de gas natural, sino también de electricidad (al estar el precio determinado por los costes de generación de un ciclo combinado). Este efecto llama a una reflexión a nivel europeo de la conveniencia de explotar este recurso para incrementar la competitividad de la economía y evitar deslocalización de este tipo de industria.

Tratamiento del gas natural. Una vez extraído el gas natural del yacimiento mediante perforaciones de yacimientos que se localizan en el subsuelo o bajo el mar, generalmente entre 1,5 y 4 km de profundidad, es necesario procesarlo para que pueda ser transportado y comercializado (para lo que se agrega metil-mercaptano para la detección de fugas e impedir su combustión espontánea).

Tanto para el transporte y distribución como para la comercialización del gas natural deben cumplirse estándares de seguridad y calidad en las infraestructuras y en los puntos de entrega (p.ej., filtrado de impurezas o un determinado poder calorífico).

Además, para facilitar su transporte en estado líquido deben eliminarse de la mezcla de gas natural componentes que puedan interferir en el proceso de enfriamiento del gas, mientras que para el transporte por gaseoducto será conveniente eliminar compuestos corrosivos que puedan deteriorar los gasoductos. Para ello se procede a reducir el contenido en agua y a eliminar gases ácidos (sulfhídrico y dióxido de carbono) así como nitrógeno y mercurio, este último con alto poder corrosivo.

En el proceso de tratamiento se separan aquellos gases, como el nitrógeno o el CO_2, que no tienen aporte energético. Seguidamente, se filtran elementos como el propano, butano o hidrocarburos que pueden provocar accidentes durante la combustión del gas natural. Una vez realizado este tratamiento se transporta y distribuye a través de gasoductos o tuberías que salen directamente de los tanques de almacenamiento, o en buques en forma licuada si las distancias a recorrer son superiores.

En la actualidad, la producción total de gas es del orden de 35.516 billones de m^3. Los principales países productores son Estados Unidos, Rusia, Canadá, Irán y Qatar, como se indica en la Figura 3-6, siendo Asia la zona donde actualmente se produce la mayor cantidad de gas natural del mundo.

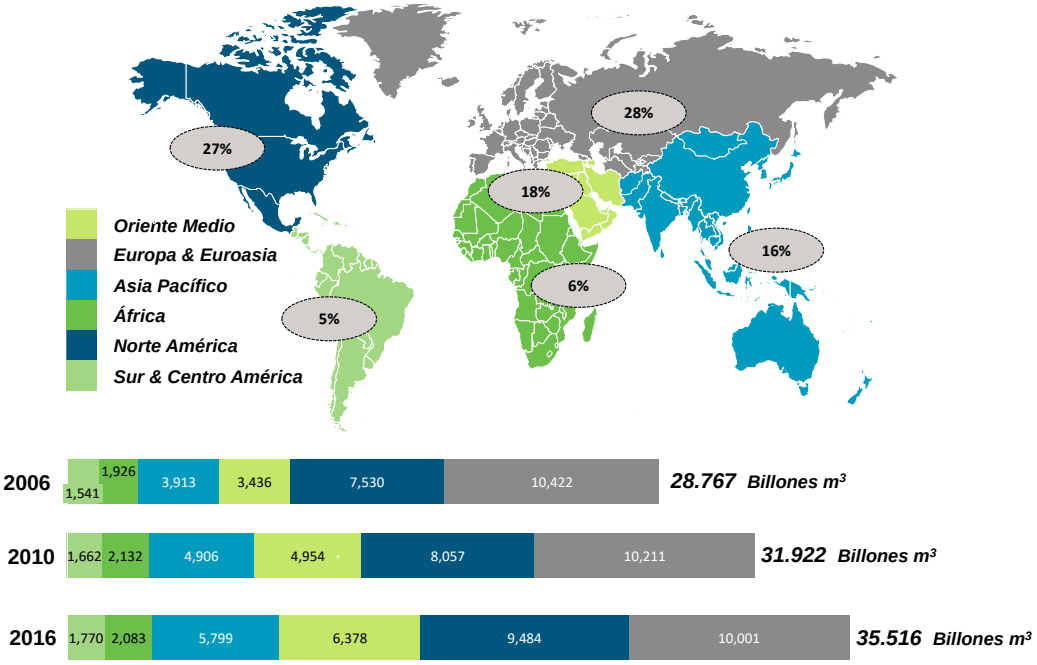


Figura 3-6. Producción de gas natural por región mundial.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2017 y elaboración propia.

Con el nivel de consumo del año 2014, las reservas conocidas actuales aseguran el suministro durante unos 52 años según BP.

Abastecimiento de gas natural en España. En el año 2016, el mercado español se abasteció de un conjunto de nueve países. El principal país aprovisionador es Argelia, con un porcentaje del 59%. Tras Argelia, los países más importantes en la estructura de aprovisionamiento son: Francia (10%), Países del Golfo[23] (7%), Nigeria (14%) y Perú (65%). Cabe destacar la bajada de gas natural importado desde Argelia (-9,8 TWh) y

[23] Abu Dabi, Qatar y Omán

Países del Golfo (-6,1 TWh) respecto al mismo periodo del año pasado; y el aumento de las importaciones desde Nigeria (+10,4 TWh) y Perú (+10 TWh) (ver Tabla 3-3).

Tabla 3-3. Peso de la importación de gas natural en función del país de origen.

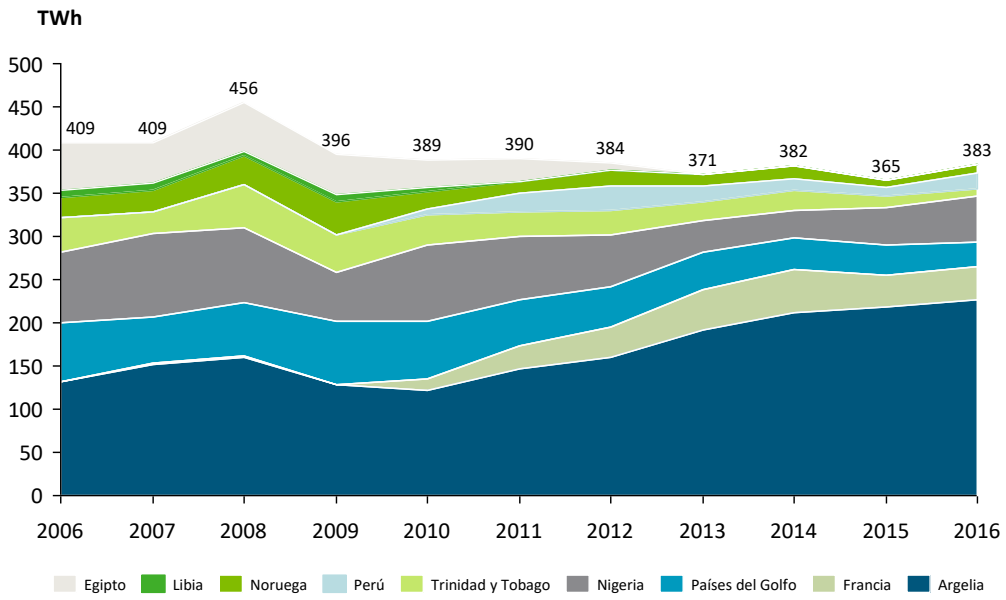
Fuente: Sedigas, Informe anual 2016.

País	Aprovisionamiento
Argelia	59%
Nigeria	14%
Francia	10%
País del Golfo	7%
Perú	5%
Otros	5%

El Real Decreto 1716/2004 estableció que el abastecimiento de gas debía ser diversificado, con el fin de reducir la vulnerabilidad al suministro. Así, ningún mercado debía superar una cuota del 60% del volumen de importaciones totales en España en un año natural. Posteriormente, el Real Decreto 1766/2007 rebajó ese límite al 50% de las importaciones totales.

Figura 3-7. Evolución del origen de las importaciones de Gas Natural en España desde 2006 hasta 2016.

Fuente: Sedigas, Informe anual 2016.



En los últimos años, y debido a los acontecimientos geopolíticos acontecidos en Oriente Próximo, se está produciendo un cambio en el *mix* de países importadores de gas (Figura 3-7). En concreto, Libia ha dejado de proveer a España y Egipto ha visto como su cuota descendía notablemente. Esto se ha visto compensado con un incremento de cuota por parte de Francia y de Perú.

En la última década, la mayor parte del gas importado tenía su origen en importaciones por buque (GNL), en gran medida debido a la ampliación de la capacidad de las instalaciones de regasificación. Sin embargo, los dos últimos años muestran que esta tendencia se está invirtiendo (ver Figura 3-8). Esto es debido en gran parte a la caída del consumo, al mayor precio del gas de otros mercados (que modifica el destino de buques con destino España) y al aumento de la capacidad de las conexiones internacionales (Medgaz).

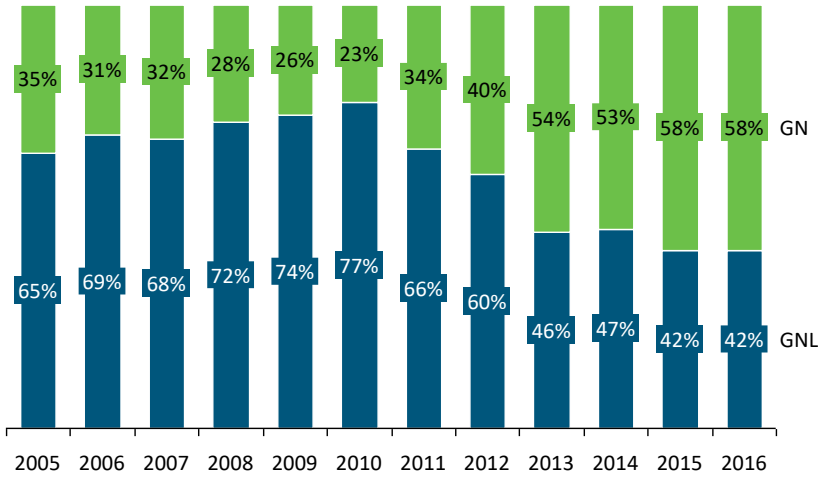


Figura 3-8. Evolución de las importaciones por tipo de gas natural.

Fuente: Sedigas, Informe anual 2016.

Coste de aprovisionamiento de gas natural en España. Los costes derivados del aprovisionamiento muestran gran correlación con los precios del petróleo. En los últimos catorce años, la tendencia del coste del aprovisionamiento del gas natural, en función de los costes declarados en la aduana española (ver Figura 3-9), ha seguido una tendencia alcista, hasta el comienzo de la crisis (año 2009), sufriendo un importante descenso, para, poco a poco, recuperar la tendencia alcista previa, estancándose en el año 2012. Ahora bien, se puede ver que desde ese año hasta el 2016 ha descendido el coste un 50% desde los máximos alcanzados en julio de 2012 aunque parece preverse una subida continua desde julio del 2016.

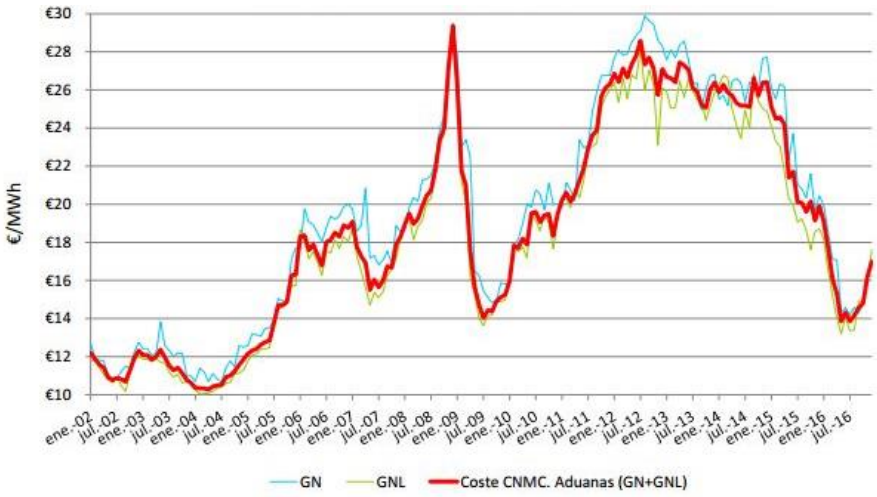


Figura 3-9. Coste del gas natural en aduana.

Fuente: Agencia Tributaria y Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

3.3. Almacenamiento de gas natural

La fuerte dependencia de aprovisionamiento de gas natural del exterior, y las variaciones estacionales en la demanda de gas natural (debido a los usos industriales y al uso del gas para calefacción en periodos invernales) hacen que el almacenamiento sea una fase clave en la cadena de valor. El tipo de almacenamiento más habitual y ventajoso desde el punto de vista económico y técnico es el almacenamiento subterráneo en formaciones geológicas adecuadas, aprovechando la compresión del gas a bajas profundidades y la poca porosidad de estas formaciones.

Los almacenamientos subterráneos de gas natural se localizan en yacimientos de gas o petróleo ya agotados, en acuíferos o en cavernas salinas que cumplan las condiciones de porosidad y permeabilidad requeridas para almacenar este gas. Desde el punto de vista operativo, las distintas instalaciones de almacenamiento de gas natural se diferencian entre sí por la capacidad de almacenamiento y el volumen de "gas colchón" (o gas necesario para asegurar una presión y una capacidad de extracción constante), que determinan conjuntamente el volumen de "gas útil" (inyectable y extraíble), y las tasas de inyección y extracción del almacenamiento, que definen el tipo de servicios que pueden prestar las instalaciones (p. ej., ajustes de corto plazo o servicios de almacenamiento de carácter más estratégico a medio plazo).

Otras alternativas para el almacenamiento de gas natural son el almacenamiento de GNL en los tanques de las plantas de regasificación. En el caso de España la proporción de almacenamiento en estos tanques es muy superior a otros países, dado el elevado porcentaje de importaciones en forma de GNL y dada la relativa escasez de formaciones geológicas aptas para albergar almacenamientos subterráneos.

Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural. En materia de almacenamiento, España se sitúa en el séptimo puesto europeo (ver Tabla 3-4).

Tabla 3-4. Capacidad de almacenamiento existente en España y en Europa (valor absoluto y porcentaje sobre la capacidad existente).

Fuente: Gas Storage Europe, Storage Map Database 2016.

	Capacidad almacenamiento en 2016 (incluido GNL y subterráneo)	
	Capacidad existente [TWh]	% Capacidad de almacenamiento sobre la capacidad existente
Ucrania	351,5	29,70%
Polonia	35,2	23,90%
Alemania	260,3	22,00%
España (2012)	**60,5**	**16,10%**
Italia	187,6	15,86%
Holanda	150,8	12,80%
Francia	134,6	11,40%
Austria	94,6	8,00%
Hungría	67,1	5,70%
Reino Unido	50,8	4,30%
República Checa	37,4	3,20%
Eslovaquia	36	3,00%
Rumania	32,7	2,80%
España (2016)	**31,2**	**2,60%**
Turquía	27,7	2,40%
Latvia	25,5	2%
Bielorrusia	15,4	1,30%
Dinamarca	123	1%
Bélgica	8,2	0,70%
Bulgaria	6,3	0,50%
Croacia	5,5	0,50%
Serbia	5	0,40%
Portugal	3,6	0,30%
Irlanda	2,5	0,20%
Suecia	0,1	0,10%
EU-28	**1182,3**	**100%**

Actualmente el sistema gasista español cuenta con cuatro instalaciones de almacenamiento subterráneo: en primer lugar, los antiguos yacimientos de gas natural de Serrablo y Gaviota, con una capacidad total de 28.069 GWh. Además, en el año 2012 inició la incorporación progresiva de dos nuevos almacenamientos subterráneos al sistema, Marismas, otro antiguo yacimiento de gas, que para 2016 aporta 1.600 GWh de capacidad operativa, y Yela, almacenamiento construido en un acuífero, que actualmente aporta 1.000 GWh. Así, la capacidad actual de almacenamiento asciende a un 10% de la demanda anual de gas de aproximadamente 321.000 GWh. Con la incorporación progresiva de estos dos nuevos almacenamientos, se ha solventado el tradicional problema de falta de capacidad de almacenamiento del sistema.

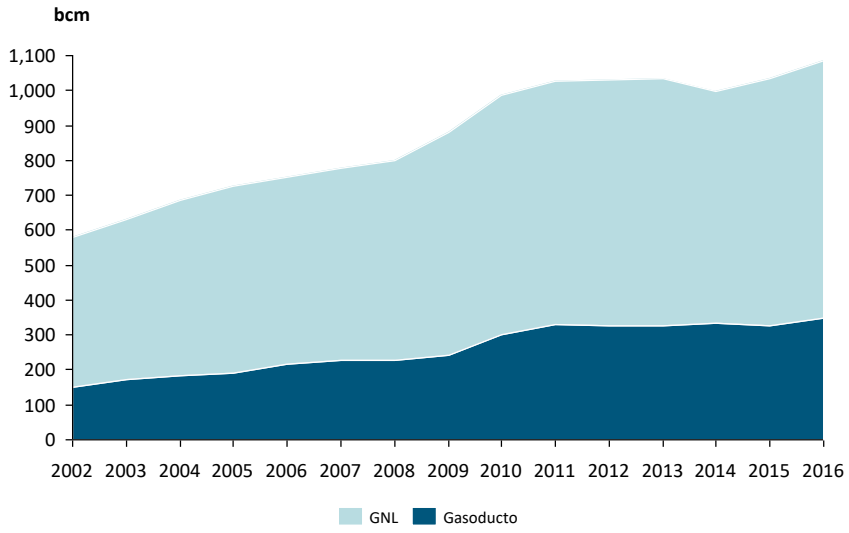
3.4. Transporte de GNL

Las importantes reservas de gas natural que existen en nuestro planeta están a veces situadas en zonas alejadas, que carecen de demanda local y donde, dada su lejanía, el transporte del gas natural a través de gasoductos no es rentable. Los avances tecnológicos de los últimos años han hecho técnica y económicamente viable el transporte en fase líquida del gas natural procedente de estas fuentes (enfriado a –160°C), mediante buques metaneros. El gas transportado en fase líquida se conoce como gas natural licuado (GNL).

Las diferencias en el precio del GNL en los distintos mercados hacen viable el transporte a grandes distancias. De hecho, una ventaja del GNL es que no vincula puntos de consumo con orígenes determinados de gas, por lo que facilita en gran medida la diversificación de orígenes, reduciendo el riesgo de suministro, y aumentando la competencia en el mercado. Se observa en la Figura 3-10 la evolución de las exportaciones mundiales por gasoducto y GNL.

Figura 3-10. Evolución de las exportaciones por gasoducto y por GNL.

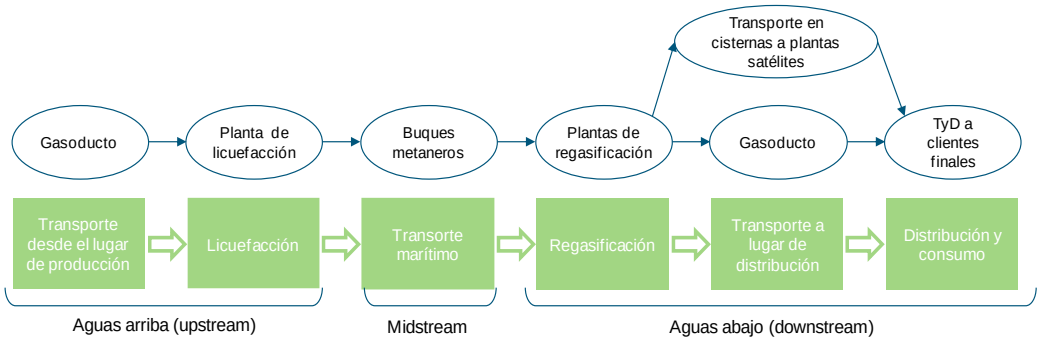
Fuente: "BP Statistical Review of World Energy", junio de 2016 y elaboración propia.



La complejidad de las actividades relacionadas con la producción y el transporte de GNL ha dado lugar a una industria integrada en el sector del gas natural, con su propia cadena de valor (Figura 3-11).

Figura 3-11. Cadena de valor de la producción y transporte.

Fuente: Elaboración propia.



Plantas de licuefacción de gas natural. El gas natural se transforma en gas líquido en las plantas de licuefacción (instalaciones que permiten enfriar grandes cantidades de gas natural). Para licuar el gas, se enfría hasta una temperatura de aproximadamente -160° C (que convierte su estado en líquido a presión atmosférica, lo que permite a su vez reducir los costes de almacenamiento). Una vez realizado el proceso de licuefacción, el GNL ocupa un volumen aproximadamente 600 veces menor que el gas natural. Para conseguir este enfriamiento se consume una cantidad de energía superior al 10% del gas trasegado. El gas natural se almacena tras su conversión a GNL en tanques ubicados en las plantas de licuefacción. Los principales países donde se ubican plantas de licuefacción en la actualidad son Qatar, Malasia, Indonesia, Argelia, Nigeria, Australia, Trinidad y Tobago, Egipto y, en Europa, Noruega.

El sistema gasista español dispone del conjunto de infraestructuras de regasificación de GNL más importante de Europa, con seis plantas de regasificación en operación.

Transporte marítimo. Los buques metaneros están diseñados para transportar y descargar el GNL. En la actualidad pueden ser de dos tipos, bien de membrana o bien esféricos, dependiendo de la clase de tanques de GNL que incorporen. La propulsión de estos buques se realiza aprovechando el gas evaporado en los tanques, aunque recientemente han ido evolucionando a motores que puedan consumir también fuel-oil. La capacidad de carga de estos buques puede variar entre los 25.000 m³ y los 270.000 m³. Un buque de 138.000 m^3 GNL transporta unos 900 GWh de gas licuado.

Plantas de regasificación. La descarga del GNL transportado se realiza a través de los brazos de descarga, con los que se bombea el GNL directamente a los tanques de las plantas de regasificación para su almacenamiento. Para su inyección en la red de gasoductos, el GNL almacenado en los tanques se convierte en gas en las plantas de regasificación mediante un aumento de su temperatura (proceso conocido como vaporización, normalmente mediante el aprovechamiento de la temperatura del agua del mar en intercambiadores de calor). El sistema gasista español dispone del conjunto de infraestructuras de regasificación de GNL más importante de Europa. En la actualidad, del total de 22 plantas de regasificación en operación en Europa, siete de ellas (una aún no operativa) están ubicadas en España, y suman el 35% de la capacidad de almacenamiento total de plantas de GNL en Europa lo que se representa en la Figura 3-12.

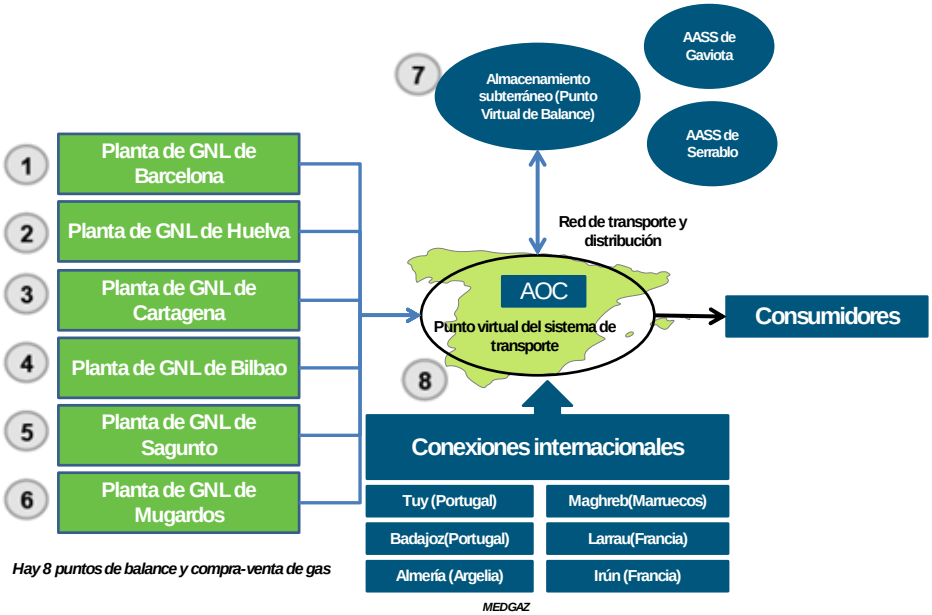


Figura 3-12. Plantas de regasificación en España.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

Las plantas más antiguas (Barcelona, Huelva y Cartagena) son propiedad de Enagás, mientras que la de Bilbao es un 50% de Enagás y un 50% del Ente Vasco de Energía (EVE), la de Sagunto el 72.5% de la participación Saggas y la de Reganosa cuenta con la participación de cuatro accionistas.

Tabla 3-5. Plantas de regasificación en operación en 2017.

Fuente: Enagas y Reganosa. Elaboración propia

Planta	nº tanques	Capacidad de almacenamiento (m^3 GNL)	Capacidad de regasificación (m^3(n)/hora)	Titular de las instalaciones
Barcelona	8	760.000	1.950.000	ENAGAS
Huelva	5	619.500	1.350.000	ENAGAS
Cartagena	5	587.000	1.350.000	ENAGAS
BBG (Bilbao)	2	450.000	800.000	ENAGAS y EVE
Saggas (Sagunto)	4	600.000	1.000.000	ENAGAS
Reganosa (El Ferrol)	2	300.000	412.800	Gobierno de Galicia, Grupo Tojeiro, Sonatrach y First State Regasificadora

Además, a finales de 2012 concluyó la construcción de la Planta de Regasificación de El Musel, en Asturias, promovida por Enagás, con una capacidad de vaporización de 800.000 Nm^3/h, y dos tanques de almacenamiento de 150.000m^3 cada uno. Pero la incorporación de la Planta de El Musel al sistema ha quedado aplazada hasta que las condiciones del mercado justifiquen su puesta en servicio, de acuerdo con el Real Decreto-ley 13/2012.

El GNL también se puede cargar directamente desde los tanques de GNL en camiones cisternas que transportan el gas líquido por carretera a las “plantas satélite”, donde se regasificará el GNL. Estas plantas satélites alimentan a redes de distribución a las cuales no llega la red de transporte por los gasoductos de la red de transporte o a consumidores industriales que disponen de suficiente volumen de consumo para mantener sus propias plantas satélites.

3.5. Transporte del gas natural por gasoducto

El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados es el gasoducto (tuberías de acero con carbono, de elevada elasticidad), bien enterrado en la superficie terrestre o bien en el fondo de los océanos. La capacidad de transporte de los gasoductos depende de la diferencia de presión entre sus extremos y de su diámetro (a medida que éste aumenta, lo hace la capacidad de transporte).

La forma de hacer circular el gas a través de los gasoductos no es otra que aumentar en determinados puntos de los mismos la presión del gas. Esta acción se realiza en las estaciones de compresión, que aseguran la correcta circulación de los caudales de gas, compensando las pérdidas de presión que se producen en el transporte. El control de los flujos de gas se realiza desde instalaciones donde se reciben las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos (centros de control).

Las infraestructuras existentes en el sistema gasista para el transporte de gas comprenden los gasoductos, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, centros de control, etc. La Figura 3-13 muestra la red básica de gas natural en España a finales de 2016, donde se puede observar las instalaciones de transporte de gas.

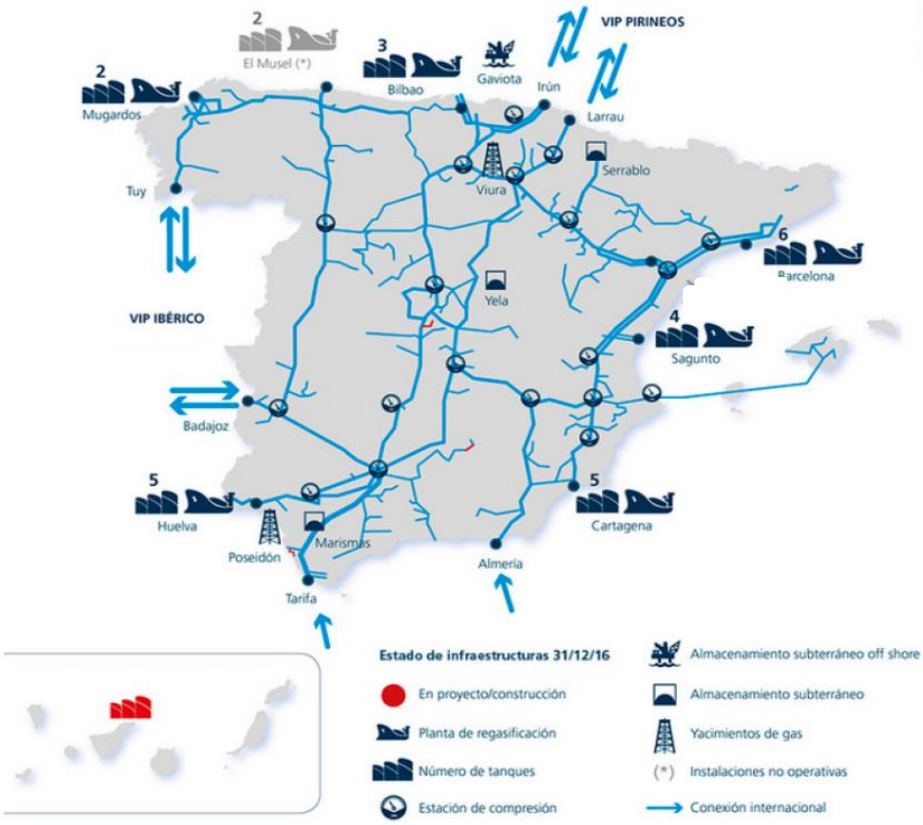


Figura 3-13. Instalaciones de la red básica de gas natural en España (2016).

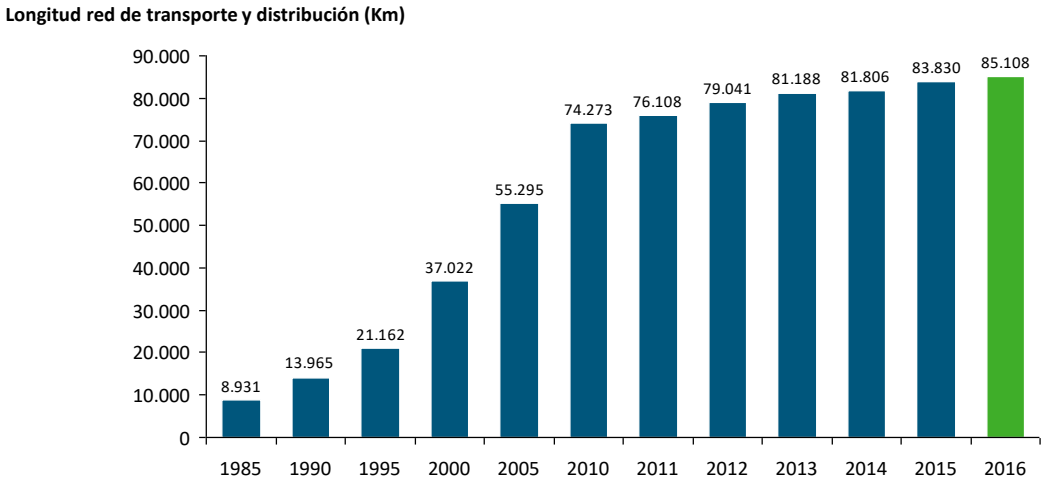
Fuente: Sedigas, El gas en España 2016

Red de transporte. La red de transporte de gas natural se divide en red de transporte primario (gasoductos con presiones de diseño superiores a 60 bar) y red de transporte secundario (gasoductos con presiones de diseño entre 16 y 60 bar). A finales del año 2016, la red de transporte primario estaba integrada por 11.369 km de gasoductos. El transporte del gas natural en la red se controla gracias a 18 estaciones de compresión situadas a lo largo de la geografía, dirigidas desde el Centro Principal de Control (CPC) del Gestor Técnico del Sistema (GTS). Mientras que Enagás es el transportista mayoritario de la red troncal de transporte primario de gas, la red de transporte secundario en España está integrada por gasoductos de Enagás y de

otros transportistas, como Gas Natural Transporte, Reganosa, Endesa Gas Transportista, Redexis Gas, y otros menores.

Figura 3-14. Evolución de los kilómetros de las redes de transporte y distribución de gas natural.

Fuente: Sedigas, El gas en España 2016.



Interconexiones. El sistema gasista español está conectado en la actualidad con los sistemas gasistas francés y portugués, a través de gasoductos bidireccionales situados en Navarra, Irún, Tui y Badajoz, y con Argelia, en primer lugar, vía Marruecos, a través del gasoducto del Magreb, conectado al sistema peninsular en Tarifa y en segundo lugar, directamente mediante el gasoducto de Almería (Medgaz).

Las interconexiones con Francia se encuentran en Larrau e Irún. Siguiendo las directrices marcadas por la Iniciativa Regional de Gas del Sur (SGRI), Enagás Transporte S.A.U y TIGF desarrollaron conjuntamente una plataforma electrónica, PRISMA, con el objetivo principal de asignar capacidad en puntos de interconexión entre zonas de balance de los Estados miembro de la Unión Europea.

Para la asignación coordinada de capacidad disponible entre ambos países se empleaba la OSP (*Open Subscription Period for Short Term Capacity*) que respondía a la necesidad de utilizar un mecanismo de asignación de capacidad de corto plazo adaptado a las peculiaridades del marco regulatorio de cada país, así como a la necesidad de coordinación entre los distintos operadores de ambos sistemas. Este proceso era gestionado por Enagás y TIGF, y por las autoridades competentes de ambos países.

Actualmente se usa la plataforma electrónica PRISMA, que sirve como método en el cual los TSO y los cargadores tienen la capacidad de subastar la capacidad de gas de transmisión en el nivel de mercado primario y secundario, respectivamente.

Tabla 3-6. Capacidades de las conexiones internacionales en 2016.

Fuente: Elaboración propia

Interconexión	Sentido Flujo	Capacidad nominal (GWh/día)	
		Invierno	Verano
Francia- Larrau	Sentido **E->F**	165	
	Sentido **F->E**	165	
Francia- Irún	Sentido **E->F**	5	9
	Sentido **F->E**	0	10
Portugal- Tuy	Sentido **E->P**	30	40
	Sentido **P->E**	25	
Portugal- Badajoz	Sentido **E->P**	134	
	Sentido **P->E**	35	70
Marruecos-Tarifa	Sentido **->E**	444	
Argelia - Almería	Sentido **->E**	266	

Medgaz. En 2011 se puso en marcha el gasoducto de Medgaz, que conecta directamente Argelia con España. El objeto del proyecto fue aumentar la capacidad de interconexión internacional para facilitar la creación de un *hub* de gas y diversificar el riesgo geo-político del transporte internacional con África.

El gasoducto, que cuenta con una capacidad de transporte de 8 bcm/año, conecta la estación de compresión de Beni-Saf en Argelia con el gasoducto de transporte Almería-Chinchilla y tiene una longitud de 210 km y un diámetro de 24 pulgadas (Figura 3-15).

Figura 3-15. Gasoducto. Medgaz.

Fuente: Medgaz.

Desde los años 70 existía la idea de conectar Argelia con España por medio de un gasoducto submarino directo, pero los medios técnicos para llevarlo a cabo no estaban lo suficientemente avanzados, principalmente por la profundidad del trazado. En septiembre del 2002, el Ministerio de Energía incluyó el proyecto Medgaz en la planificación estratégica de infraestructuras del sector del gas. En 2007, y después de obtener las licencias correspondientes, comienza su construcción.

La composición del accionario de Medgaz ha sufrido variaciones desde su constitución. Actualmente está compuesto por Sonatrach (43%), Cepsa (42%) y Gas Natural Fenosa (15%).

Cuando el proyecto fue planteado, las previsiones de crecimiento de la demanda eran mucho mayores a las que luego se han materializado, por lo que la capacidad de Medgaz no se está utilizando al 100%. Su

utilización en el año 2011 fue de un 43%, y un 47% en 2012. Sin embargo, desde 2013 (primera mitad del año) su utilización ascendió hasta el 80%.

En el año 2014, la utilización aumentó hasta al 90% logrando a finales del 2015 un 100% de la utilización a lo que se suma la ampliación de la potencia nominal de 266 a 290 GWh/día. Desde mediados de 2016, la capacidad contratada se mantiene al 80% y para el 2018 y 2019 ya hay contratado un 23% y 11% respectivamente (Figura 3-16).

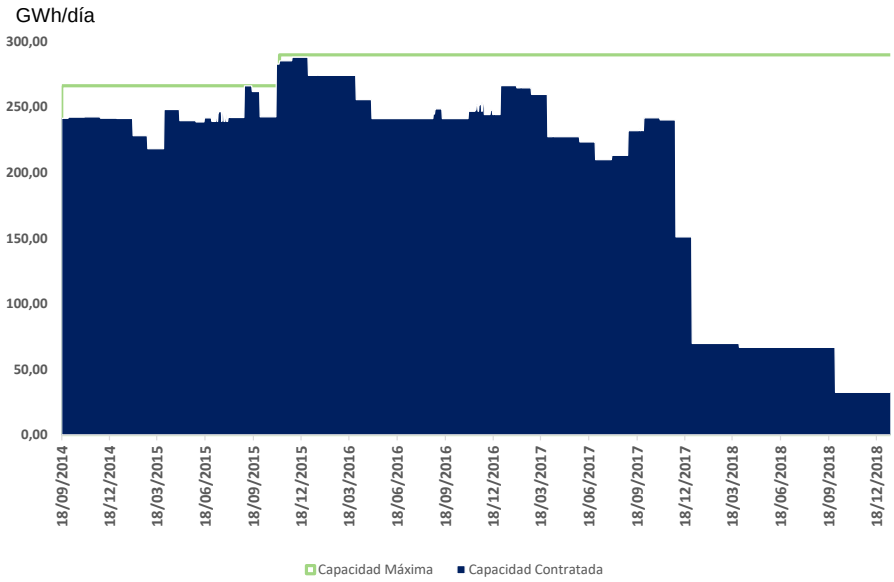


Figura 3-16. Capacidad contratada Medgaz.

Fuente: Enagás.

3.6. Distribución de gas natural

En las proximidades a los centros de consumo, los gasoductos de transporte presentan derivaciones a las redes de distribución, que son un conjunto de tuberías de menor diámetro y presión de diseño que llevan el gas natural hasta los consumidores finales[24]. Las estaciones de regulación y medida (ERMs), situadas en los nodos que unen la red de transporte y las redes de distribución, adaptan la presión del caudal de gas en los gasoductos de transporte a la presión requerida en la red de distribución.

Las redes de distribución se diseñan en forma de ramal o de forma mallada que es más costoso, aunque ofrece mayor fiabilidad y garantía de suministro en caso de averías.

Las redes de distribución se diseñan en forma de ramal (cada usuario tiene una única línea de suministro o ramal) o de forma mallada (la red que suministra al usuario está interconectada en varios puntos con el resto de la red de distribución). El diseño mallado es más costoso, aunque ofrece mayor fiabilidad y garantía de suministro en caso de averías.

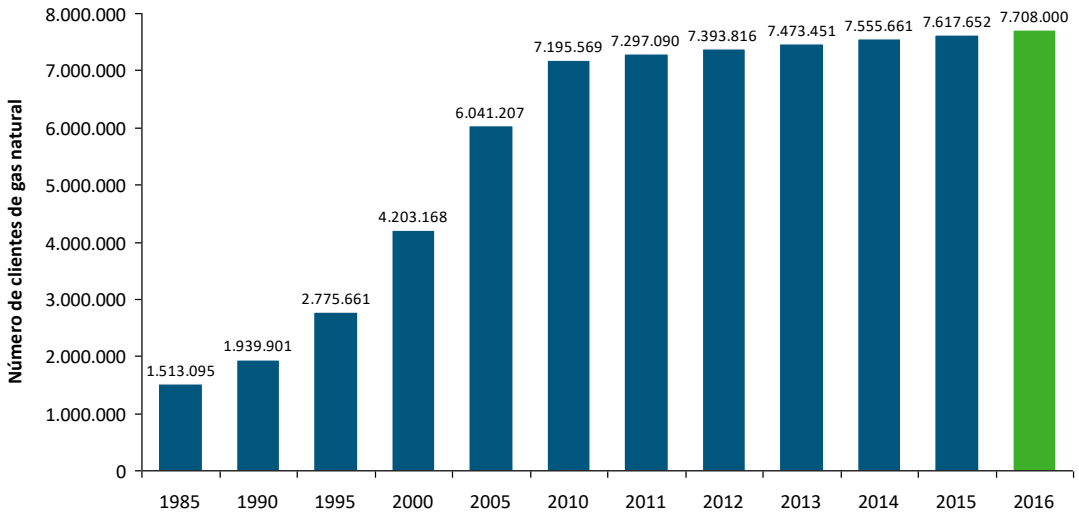
La presión a la que se entrega el gas natural depende del tipo de cliente, variando desde presiones relativas menores a 0,05 bares para los consumidores más pequeños (los domésticos) hasta presiones superiores a 40 bares en las entregas a los ciclos combinados y grandes consumidores industriales, que frecuentemente se alimentan directamente desde el sistema de transporte.

Redes de distribución. Los gasoductos de transporte están conectados con las redes de distribución, o conjunto de gasoductos con presión inferior a 16 bar que llevan el gas natural hasta los consumidores finales. Los distribuidores son los titulares de las instalaciones de distribución de gas natural y son los encargados de construir, operar y mantener las redes y de permitir el acceso de terceros (comercializadores y clientes cualificados) a sus redes a cambio del pago de los peajes establecidos regulatoriamente. En la actualidad, cuatro grupos empresariales, Gas Natural Fenosa Distribución, Naturgás Energía Distribución, Redexis gas, Madrileña Red de gas y otros de menor tamaño operan y mantienen redes de distribución en España.

[24] Por sus características, algunos consumidores finales pueden conectarse directamente a las redes de transporte o gasoductos principales.

Figura 3-17. Número de clientes con suministro de gas natural.

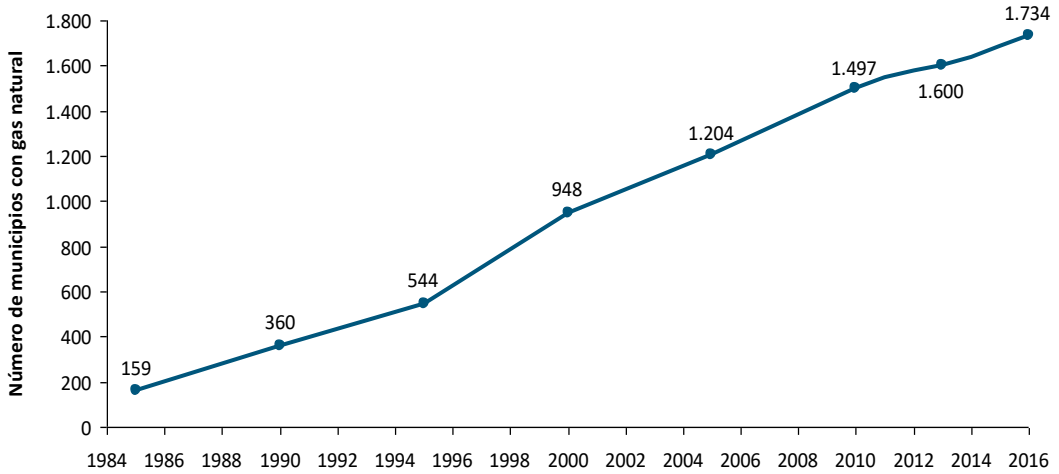
Fuente: Sedigas, El gas en España, 2016.



La Figura 3-17 muestra el número de clientes y municipios con suministro de gas natural. Se observa una clara progresión de la penetración de este combustible en España en la Figura 3-18.

Figura 3-18. Número de municipios con suministro de gas natural.

Fuente: Sedigas, El gas en España, 2016



4. Comercialización

4.1 El mercado minorista de gas natural

La actividad de comercialización. El mercado minorista de gas natural engloba, de forma general, todas aquellas transacciones cuyo objetivo es suministrar energía a usuarios finales de gas natural. Esta actividad es ejercida por las empresas comercializadoras en régimen de competencia. (Ver Actividades reguladas y actividades en libre competencia)

Para llevar la energía al consumidor, las empresas comercializadoras hacen uso de las redes de transporte y distribución, mediante la contratación y el pago de los peajes y cánones de acceso.

En este mercado, las empresas comercializadoras venden gas natural a sus clientes (industriales, comerciales, domésticos, y centrales eléctricas que consumen gas natural) bajo un régimen de libre competencia. Para ello, la empresa comercializadora ha de realizar una previsión de consumo del cliente (o segmento de clientes) y planificar la adquisición de energía.

Para llevar la energía al consumidor, las empresas comercializadoras hacen uso de las infraestructuras de gas, mediante la contratación y el pago de los peajes y cánones de acceso. Las condiciones de acceso a las redes y los precios de los peajes correspondientes están reguladas por la Administración, de forma que se realiza en condiciones no discriminatorias para todas las comercializadoras. (Ver Los peajes de acceso de gas natural)

La comercialización podrá ejercerse libremente, sin perjuicio de lo establecido para los Suministradores de Último Recurso, y el precio se fijará entre las partes. En este precio se incluirá toda actividad que sea susceptible de ser facturada.

Requisitos para las empresas comercializadoras. Las empresas comercializadoras son sociedades que, accediendo a instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores finales y a otros comercializadores. En la Ley 34/1998[25] (Ley de Hidrocarburos) se establecen las bases de los derechos de estas empresas, que se desarrollan en el Real Decreto 1434/2002[26] (Ver Normativa española):

- Realizar adquisiciones de gas natural en los términos establecidos en el capítulo II del título IV de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos.
- Vender gas natural a los consumidores y a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.
- Acceder a las instalaciones propiedad de terceros de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución en los términos previstos en la Ley 34/1998[27], del sector de hidrocarburos, y sus disposiciones de desarrollo.
- Exigir que las instalaciones y aparatos receptores de sus consumidores reúnan las condiciones técnicas y de construcción legalmente establecidas, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros usuarios.

[25] Ver Ley 34/1998.
[26] Ver Real Decreto 1434/2002.
[27] Ver Ley 34/1998.

- Facturar y cobrar el suministro realizado.

- Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros.

A su vez, existen tres aspectos fundamentales para asegurar el suministro y abastecimiento de gas en el sistema gasista nacional:

- Existencias mínimas: la importancia creciente del gas natural dentro del abastecimiento energético español motivó el establecimiento de la obligación de mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad de gas detalladas en la Ley 34/1998, y desarrolladas por el Real Decreto 1716/2004[28], donde se detalla que, cuando se trate de gas natural, los comercializadores o los consumidores directos en mercado tienen la obligación de mantener en almacenamiento subterráneo existencias correspondientes a 20 días de sus ventas o consumos firmes.

- Diversificación del suministro: los comercializadores y consumidores directos en mercado con una cuota superior al 7% tienen la obligación de diversificar su cartera cuando los suministros provenientes del principal país suministrador al mercado nacional sean superiores al 50% del total de los suministros.

- Acceso de terceros a instalaciones gasistas: los comercializadores podrán modificar los puntos de salida de gas natural siempre que exista capacidad para ello, según lo establecido en el Real Decreto 949/2001[29]. Tan solo se exige la comunicación a los titulares afectados por el contrato, siendo suficiente con que se anexen a los contratos los datos correspondientes a las instalaciones y los consumos de los nuevos puntos de salida.

La importancia creciente del gas natural dentro del abastecimiento energético español motivó el establecimiento de la obligación de mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad de gas detalladas en la Ley 34/1998

En general, el mercado de clientes a precio libre de gas natural está caracterizado por un nivel elevado de competencia, con más de una docena de operadores, entre los que se puede encontrar agentes tradicionales, empresas eléctricas, operadores globales de hidrocarburos y empresas con otros perfiles.

La siguiente Tabla 0-1 muestra las cuotas por comercializadores del año 2016 del total del mercado minorista (incluyendo Suministro de Último Recurso

[28] Ver Real Decreto 1716/2004.
[29] Ver Real Decreto 949/2001.

Tabla 0-1. Cuotas en el mercado minorista de gas natural en España.

Fuente: Informe trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España (Q1, 2017), CNMC.

Evolución de las ventas de gas natural en el mercado minorista por empresas comercializadoras	
Gas Natural Fenosa	43,3%
Grupo Endesa	16,5%
UF Gas Comercializadora	7,8%
Iberdrola	7,2%
Otros	6,4%
Cepsa	4,1%
Axpo	3,4%
EDP	3,3%
Galp	3,0%
BP	2,4%
Engie	1,6%
Otros	6,4%

4.2 El Suministro de Último Recurso

El Suministro de Último Recurso (SUR) es, dentro del modelo de mercado liberalizado que se aplica en los sectores de electricidad y gas natural en Europa, una modalidad de suministro para determinados consumidores para quienes las Directivas Europeas conciben el suministro de dichas energías como servicio universal. (Ver Normativa española)

En concreto, la Directiva 2004/67/CE[30], y posteriormente la Directiva 2009/73/CE[31], establece que los Estados miembro deben garantizar que los clientes domésticos, y en su caso las pequeñas empresas, tengan derecho a un suministro de gas natural de una calidad determinada, y a unos precios claramente comparables, transparentes y razonables. En dicha normativa se establece la posibilidad de designar un Suministrador de Último Recurso.

La implantación del SUR en el sector del gas natural consiste en el derecho de determinados clientes (actualmente en España está restringido a aquellos consumidores con presión de suministro inferior a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh) a ser suministrados a precios establecidos según las Tarifas de Último Recurso (TUR), y ofrecidos por los Comercializadores de Último Recurso (CUR), que son empresas comercializadoras designadas por el Gobierno y que realizan su actividad en el mismo régimen de funcionamiento que el resto de comercializadores, pero al precio fijado por la Tarifa de Último Recurso.

Los comercializadores de último recurso (CUR). Los CUR designados por la Administración para asumir la obligación del SUR de gas natural actualmente en vigor en todo el territorio español son las siguientes empresas comercializadoras: Endesa Energía XXI, Gas Natural SUR, S.L.U., EDP Comercializadora de último recurso, S.A. e Iberdrola Comercialización de último recurso, S.A.U. La información actualizada de los CUR en vigor puede consultarse en la página web de la CNMC[32]

El Real Decreto 1068/2007[33], por el que se regulaba la puesta en marcha del Suministro de Último Recurso de gas natural, estableció las cinco empresas que asumían inicialmente la obligación del SUR y establecía que debían disponer de los medios suficientes para poder asumir el riesgo de una actividad libre, con la obligación adicional de someterse a las condiciones establecidas para el SUR.

Posteriormente, el Real Decreto 485/2009, que regula el SUR eléctrico, modificó el Real Decreto 1068/2007, y recogía la posibilidad de que los grupos empresariales con obligaciones simultáneas de SUR en electricidad y gas unifiquen en una misma CUR, ofreciendo servicios de manera simultánea. Además, establecía la tarifa TUR como precio único, mínimo y máximo.

El Real Decreto 1068/2007 quedó anulado por sentencia del Tribunal Supremo de 21/4/2009. Por ello, el Real Decreto-ley 6/2009[34]incluía el listado actualizado de empresas CUR.

Adicionalmente, el Real Decreto 1901/2009 designa un CUR para las sociedades escindidas de GN-UF, con lo que aparece un nuevo CUR correspondiente al grupo empresarial de Galp.

El Real Decreto 104/2010, que regula la puesta en marcha del SUR de gas, viene a sustituir al Real Decreto 1068/2007 anulado, y desarrolla las obligaciones de los CUR.

Obligaciones del suministro de último recurso. Los Comercializadores de Último Recurso tienen las siguientes obligaciones adicionales según Real Decreto 104/2010[35]:

[30] Ver Directiva 2004/67/CE.
[31] Ver Directivas de gas natural.
[32] Ver Las empresas comercializadoras de gas natural
[33] Ver Real Decreto 1068/2007.
[34] Ver Real Decreto-ley 6/2009.

- Además de los derechos y obligaciones estipuladas en la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, el Comercializador de Último Recurso tendrá la obligación de atender las solicitudes de suministro de gas de aquellos consumidores que tengan derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso, según el calendario establecido en la Ley 12/2007[36].

- La Tarifa de Último Recurso será el precio máximo y mínimo que cobrarán los Comercializadores de Último Recurso a los consumidores. Acogerse a la Tarifa de Último Recurso en ningún caso podrá estar condicionado a la contratación de servicios cualesquiera diferentes al suministro de gas natural ofrecidos por la Comercializadora de Último Recurso.

- El Comercializador de Último Recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red en una zona de distribución, o en el caso de que no exista, el Comercializador de Último Recurso con mayor cuota de mercado en la comunidad autónoma, deberá atender el suministro de aquellos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas. Esta obligación se extiende únicamente durante el plazo de un mes desde la finalización del contrato del cliente. El comercializador quedará exceptuado de la obligación de atender las solicitudes de suministro cuando el contrato de suministro previo hubiera sido rescindido por impago.

- Los Comercializadores de Último Recurso llevarán en su contabilidad cuentas separadas, diferenciando los ingresos y los gastos estrictamente imputables al suministro realizado a aquellos consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso.

- Por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital se regulará el régimen transitorio de adaptación para los consumidores que, como consecuencia de cambios del umbral máximo de consumo del Suministro de Último Recurso, dejen de tener derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso.

La Tarifa de Último Recurso será el precio máximo y mínimo que cobrarán los Comercializadores de Último Recurso a los consumidores

- En el caso de que un consumidor conectado a redes de presión de servicio menor o igual a 4 bares y acogido a la Tarifa de Último Recurso vigente, excediese el límite máximo establecido para acogerse a las mismas, sin que hubiese formalizado un nuevo contrato de suministro con un comercializador a precio libre, el Comercializador de Último Recurso que le estuviera suministrando deberá seguir atendiéndole durante un periodo máximo de tres meses.

Por último, como medida de promoción de la competencia, está establecido que, si un consumidor suministrado por un CUR opta por cambiar de comercializador, ni el CUR original ni ninguna otra empresa comercializadora de su mismo grupo empresarial podrán realizar contraofertas o contratar el suministro con dicho consumidor hasta que transcurra un año.

El traspaso de la tarifa al Suministro de Último Recurso. En julio de 2007 se publicó la Orden ITC/2309/2007[37], que establecía el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al SUR de gas natural. En esta orden se definieron los siguientes aspectos en relación al nuevo sistema del SUR:

[35] Ver Real Decreto 104/2010.
[36] Ver Ley 12/2007.
[37] Ver Orden ITC/2309/2007.

- El día 1 de julio de 2008 el sistema de suministro a tarifa quedó extinguido en todos sus términos. Los contratos a tarifa suscritos entre los consumidores y los distribuidores quedaban extinguidos de forma automática. Aquellos consumidores de gas natural que tenían un contrato en vigor con un distribuidor en el mercado a tarifa fueron traspasados al SUR desde dicha fecha.

- Los consumidores que no habían contratado con una comercializadora a su elección antes del 1 de julio de 2008, fueron traspasados automáticamente al CUR perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora de la zona. En caso de que la distribuidora careciese de CUR, pasarían a ser suministrados por la comercializadora del grupo empresarial de la distribuidora con mayor cuota de mercado en la comunidad autónoma.

- Los CUR debían formalizar y adaptar los contratos al nuevo marco legal antes del día 1 de julio de 2009.

- El CUR se subrogaba en la obligación del suministro con los mismos parámetros técnicos y datos del anterior contrato a tarifa que tuviera el consumidor con el distribuidor.

- Los CUR comenzaron a facturar a los consumidores desde el 1 de julio de 2008, debiendo incluir en su factura los consumos a tarifa pendientes de facturación por el distribuidor, al que posteriormente debían liquidar las cantidades que les fueran de aplicación.

Los consumidores en el mercado de Último Recurso. La legislación actual establece que, con carácter general, sólo podrán acogerse a la Tarifa de Último Recurso los consumidores conectados a redes de presión menor o igual a 4 bar y consumo inferior a 50.000 kWh/año.

Este límite de consumo puede modificarse por Orden Ministerial, promoviendo un incremento importante del número de consumidores que no puedan acogerse a la Tarifa de Último Recurso y que deban elegir a su comercializador entre todos los comercializadores que facturan a precio libre.

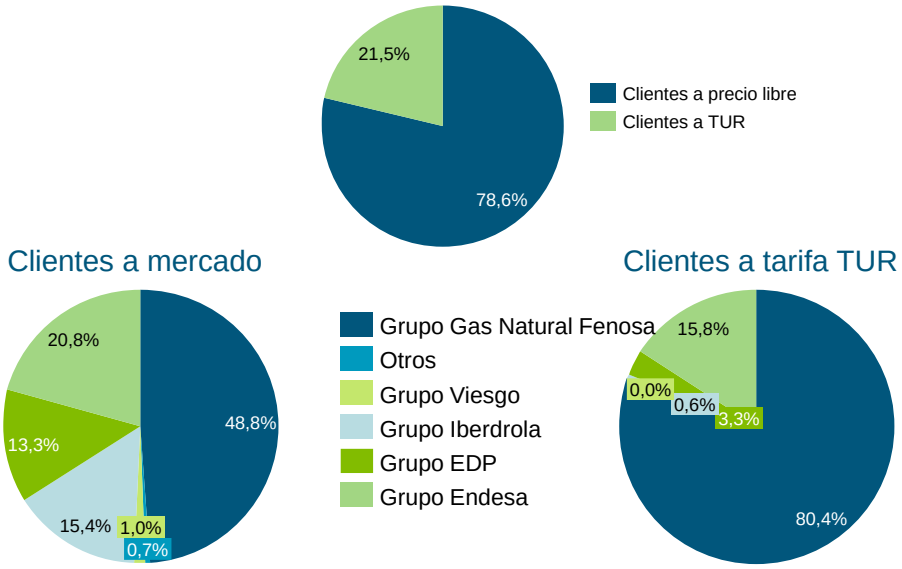
Los consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato con un comercializador libre de gas natural tendrán derecho a ser suministrados por el CUR perteneciente al grupo empresarial propietario de la red a la que esté conectado el suministro, durante un plazo máximo de un mes.

Se presenta a continuación (Figura 4-1) el volumen en número de clientes del suministro de último recurso de gas natural, con la información disponible de la CNMC[38].

[38] Ver información sectorial en la CNMC.

Figura 0-1. Estructura del mercado de gas natural.

Fuente: Informe trimestral de la supervisión de mercado minorista de gas natural (Q1, 2017), CNMC.



4.3 La Tarifa de Último Recurso (TUR)

Las Tarifas de Último Recurso (TUR) entraron en vigor a partir del 1 de Julio de 2008, con la implantación del Suministro de Último Recurso (SUR). Estas tarifas, aplicables sólo a determinados consumidores, venían a sustituir a las tarifas integrales de gas natural existentes hasta dicha fecha. Se trata de unas tarifas pensadas como medida de protección de los pequeños consumidores, pero que deben marcar una hoja de ruta hacia la liberalización del mercado y deben fomentar la competencia entre las principales comercializadoras de gas natural.

En la Ley 12/2007 se establecía un calendario que detallaba, por nivel de presión y consumo anual, qué clientes podían acogerse a Tarifas de Último Recurso, pero dicho calendario se anticipó, y la Orden ITC/1251/2009 recoge la eliminación anticipada de las Tarifas de Último Recurso de gas para consumos superiores a 50.000 kWh/a (T.3 y T.4), que había sido aprobada mediante acuerdo del Consejo de Ministros del 3 de abril de 2009.

La opción del Suministro a Tarifa de Último Recurso debe ser ofrecida por los Comercializadores de Último Recurso (CUR), quienes adquieren la energía y acceden a las infraestructuras de gas pagando los mismos peajes y cánones que el resto de comercializadores.

Existen dos Tarifas de Último Recurso, en función del consumo anual del consumidor doméstico:

- TUR.1, aplicable a los consumidores con consumo anual igual o inferior a 5.000 kWh/año conectados a un gasoducto cuya presión de diseño es inferior o igual a 4 bar.

- TUR.2, aplicable a los consumidores con consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kwh/año conectados a un gasoducto cuya presión de diseño es inferior o igual a 4 bar.

Cálculo de las tarifas de último recurso (TUR) de gas natural. La metodología de cálculo de la TUR[39], de acuerdo al sistema económico integrado de gas natural, incluirá de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso en vigor, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad del suministro.

Las TUR se componen de un término de facturación fijo (expresado en €/mes) y un término de facturación variable por unidad de energía (expresado en c€/kWh).

El término fijo de la tarifa se determinará como la suma de los costes que corresponden al coste fijo de:

- El término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución.

- El término de reserva de capacidad.

- El término fijo del peaje de regasificación.

- Coste fijo de comercialización.

El término variable de la tarifa se determinará como la suma de los costes que corresponden a:

- El término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución.

[39] La metodología de cálculo de la TUR de gas natural se detalla en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, teniendo en cuenta los cambios posteriores documentados en la Orden ITC/1506/2009.

- El término variable del peaje de regasificación.
- El valor medio del peaje de descarga de buques.
- Coste medio del canon de almacenamiento subterráneo.
- Coste medio del canon de almacenamiento de GNL.
- El coste variable de comercialización.
- Coste de materia prima, que incluirá el coste asociado a las mermas y una prima de riesgo.

En la Tabla 0-2 se puede ver una división de términos fijos y variables en función del tipo de coste de la TUR.

Tabla 0-2. División de términos fijos y variables en función del tipo de coste.

Fuente: Elaboración propia.

	Gas Natural	
	Término Fijo (€/MES)	**Término Variable (c€/kWh)**
Conducción del peaje de transporte y distribución	★	★
Peaje de regasificación	★	★
Coste de comercialización	★	★
Reserva de capacidad	★	
Valor medio del peaje de descarga de buques		★
Coste medio del canon de almacenamiento subterráneo		★
Coste medio del canon de almacenamiento de GNL		★
Coste de materia prima		★

Para la determinación del coste de la materia prima se celebraban dos subastas anuales del producto Gas de Base y otra del producto Gas de Invierno, donde los CUR adquieren un porcentaje de la energía que necesitan, y el resto se fija en base a cotizaciones internacionales de productos petrolíferos o de gas. (Ver Las subastas de gas para el Suministro de Último Recurso)

Las tarifas se actualizarán siempre que se produzcan modificaciones en los términos fijos y variables de los peajes y cánones o en los coeficientes de mermas y, al menos, con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre, siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento.

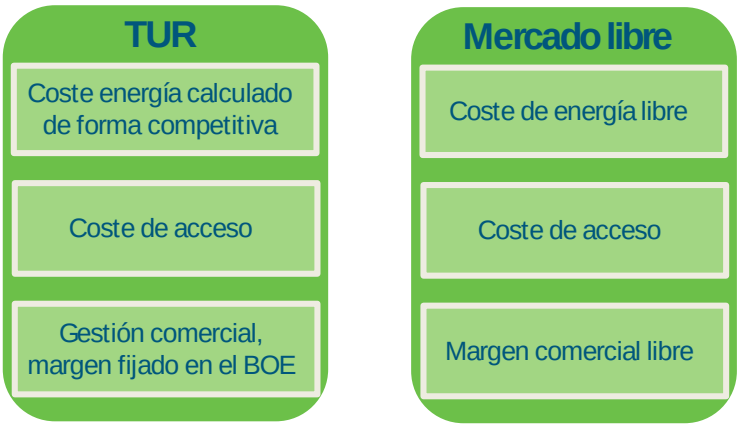
Coste de comercialización en la Tarifa de Último Recurso. El coste de gestión comercial trata de reflejar el coste de los procesos de gestión de los clientes en Tarifa de Último Recurso. Es especialmente importante, ya que se trata del único valor fijado administrativamente y que puede suponer una diferencia respecto al

mercado liberalizado. Si el valor del coste de gestión comercial es demasiado ajustado, será difícil que los comercializadores en el mercado libre puedan diseñar precios que mejoren a las Tarifas de Último Recurso.

Con este importe, los CUR deben gestionar distintos procesos relacionados con la actividad, tales como el proceso de atención al consumidor, facturación mensual y cobro a los clientes.

Figura 0-2. Costes reconocidos TUR vs. Mercado libre.

Fuente: Elaboración propia.



Las TUR aplicables al suministro de gas natural desde el 1 de julio de 2017, fijan los términos fijos y variables aplicables[40]:

Tabla 0-3. Últimas TUR publicadas (2017).

Fuente: Elaboración propia basado en el BOE.[41]

Tarifa	Gas Natural	
	T. Fijo (€/MES)	T. Variable (cent/kWh)
TUR.1	4,31	5,097607
TUR.2	8,45	4,410207

[41] Ver BOE de 28/06/2017.

4.4 Las subastas de gas para el Suministro de Último Recurso

Las subastas de compra de gas natural para el Suministro de Último Recurso son un mecanismo competitivo en el que los Comercializadores de Último Recurso (CUR) adquieren gas entre un conjunto de potenciales vendedores, los comercializadores de gas cualificados, destinado a los consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

La orden ITC/863/2009, del 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la Tarifa de Último Recurso, establecía cuál era la entidad responsable de la organización de dichas subastas, las cuales son indispensables para el correcto funcionamiento del sistema gasista. Por tanto, se designó al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo-Español, S.A. (OMEL), a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U. responsable de esta actividad, y en su página web se podía encontrar toda la información necesaria para poder participar en las mismas (el proceso de calificación, la definición de los productos a subastar, los resultados de las subastas realizadas, etc.)

Se designa al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo-Español, S.A. (OMEL) a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U. como la entidad responsable de la organización de las subastas de gas natural, las cuales son indispensables para el correcto funcionamiento del sistema gasista

Además, en la orden ITC/1660/2009, del 22 de junio, se estableció la metodología de cálculo de la Tarifa de Último Recurso de gas natural, la cual ha sido modificada posteriormente por las órdenes ITC/1506/2010, ITC/3354/2010 e IET/2812/2012.

Cabe destacar que en estas subastas podían participar como vendedores todas las empresas comercializadoras de gas que hayan superado previamente los procesos de precalificación y calificación.

Subastas de gas TUR celebradas. Se han realizado 13 subastas, celebrándose la primera en junio de 2009 y la última en octubre de 2015. En estas se ha subastado dos tipos de producto, el Gas Base y el Gas Invierno. Estas subastas se realizan por tanto dos veces al año dependiendo en el tipo de gas ofertado:

- Producto de Gas Base: se realizaban dos subastas anuales para el suministro de una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente y que se materializaba en suministros diarios de acuerdo a las flexibilidades de entrega, la primera se celebraba con anterioridad al 30 de junio, para el periodo comprendido del 1 de julio y el 31 de diciembre, y la segunda se celebraba con anterioridad al 31 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio del año siguiente.

- Producto de Gas de Invierno: se celebraba junto con la primera subasta de gas de base anual, y se subastaba una cantidad preestablecida de gas a entregar en los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo.

La Orden IET/2812/2012 introdujo una modificación de forma que si, en el momento de celebración de las subastas, la cantidad finalmente adjudicada es inferior a la inicialmente ofertada, el peso del coste de las subastas se pondera por el porcentaje de la cantidad finalmente adjudicada sobre la cantidad ofertada, y la ponderación de las cotizaciones internacionales de productos aumenta consecuentemente.

En la
Tabla 0-4 se observa el detalle de las subastas celebradas hasta la fecha.

Tabla 0-4. Subastas realizadas de gas natural.

Fuente: Omel, resultados de subasta (2017).[42]

Subasta	Fecha subasta	N° Rondas	N° Adjudicat.	Productos	Cantidad Adjudicada (GWh)	Precio Final (€/MWh)
1°	16/06/2009	13	6	Gas Base	3.600	16,18
				Gas Invierno	2.750	19,77
2°	16/06/2010	15	7	Gas Base	2.400	21,67
				Gas Invierno	3.700	24,44
3°	26/10/2010	11	6	Gas Base	2.400	21,30
4°	14/06/2011	20	10	Gas Base	2.550	28,80
				Gas Invierno	4.045	29,96
5°	25/10/2011	12	7	Gas Base	2.550	29,60
6°	19/06/2012	25	9	Gas Base	1.377	33,50
				Gas Invierno	2.184,50	30,75
7°	30/10/2012	14	8	Gas Base	1.620	30,48
8°	18/06/2013	14	8	Gas Base	750	31,28
				Gas Invierno	948	32,55
9°	29/10/2013	13	10	Gas Base	1.500	30,99
10°	17/06/2014	11	8	Gas Base	1.320	28,81
				Gas Invierno	838	31,14
11°	28710/2014	10	5	Gas Base	1.320	30,76
12°	16/06/2015	10	8	Gas Base	1.200	21,79
				Gas Invierno	1.910	23,67
13°	27710/2015	11	8	Gas Base	1.200	20,25

Cómo funcionan las subastas de gas TUR. En estas subastas de gas natural se asignan contratos para el suministro de clientes a Tarifa de Último Recurso entre los vendedores mediante una subasta de precio descendente (conocido como "reloj descendente"). El proceso se realiza a través de una serie de rondas. En cada ronda, el gestor de la subasta saca el producto a un precio dado (Precio de la Ronda). En este momento los vendedores indican cuanta cantidad del producto están dispuestos a vender a dicho precio. En caso de que la cantidad solicitada por los vendedores sea mayor que la cantidad ofrecida se vuelve a realizar otra ronda en la que los precios serán inferiores. En cualquier caso, el precio final (Precio Resultado) es el mismo para todos los Participantes Adjudicatarios.

Cualquier participante que lo desee también puede introducir una puja por defecto, ofertando en un precio (€/MWh) y cantidad (bloques) de gas, que será activada en caso de no existir una puja válida para esa ronda.

Las subastas se dividen en 5 fases:

- Fase de Oferta: Las pujas tienen fijado un periodo de presentación. Si se reciben fuera de ese periodo, serán rechazadas.
- Fase de Cálculo: El administrador, como Gestor de la Subasta, verifica si se produce la condición de cierre y calcula los parámetros de la siguiente ronda.
- Fase de Comunicación: acabada la ronda, el Administrador comunica a los agentes participantes los resultados de la ronda y los parámetros de la ronda siguiente.
- Fase de Cierre: en caso de que se dé la condición de cierre de la subasta, el Administrador calcula el Precio Resultado de la Subasta y las Cantidades Adjudicadas a los Participantes.

[42] Ver OMEL.

- Fase de Confirmación de los resultados: antes de que se cumplan 24 horas de la subasta, el organismo regulador confirma el resultado de ésta.

5. El Mercado mayorista y los *hubs* de gas natural en Europa

5.1 Los *hubs* de gas en Europa

Funcionamiento de los *hubs*. El concepto de *hub* de gas hace referencia a una ubicación, física o virtual, en la que un conjunto de agentes (transportistas, *traders*, consumidores) pueden intercambiar productos y servicios, tanto físicos como financieros, relacionados con transacciones de gas (transacciones físicas, capacidad de transporte y almacenamiento de gas).

El principal objetivo de un *hub* de gas es facilitar los servicios logísticos, de mercado y financieros requeridos para agilizar las transacciones de gas, y convertirse así en el punto de referencia de los mercados a nivel internacional.

Tipos de *hubs*. Existen varios tipos de *hubs* de gas:

- Físico: son lugares físicos en los que varios gasoductos están interconectados, lo que permite trasvasar el gas de un gasoducto a otro. Los *hubs* físicos pueden tener interconectadas instalaciones separadas de almacenamiento y tratamiento de gas. El operador meramente trasiega el gas del cliente. Los *hubs* físicos suelen estar emplazados en zonas de suministro, donde se reciben importantes volúmenes de gas y se encauzan hacia los mercados, con poca o ninguna actividad bidireccional. Un ejemplo de *hub* físico es el existente en Bélgica, el Zeebrugge Hub.

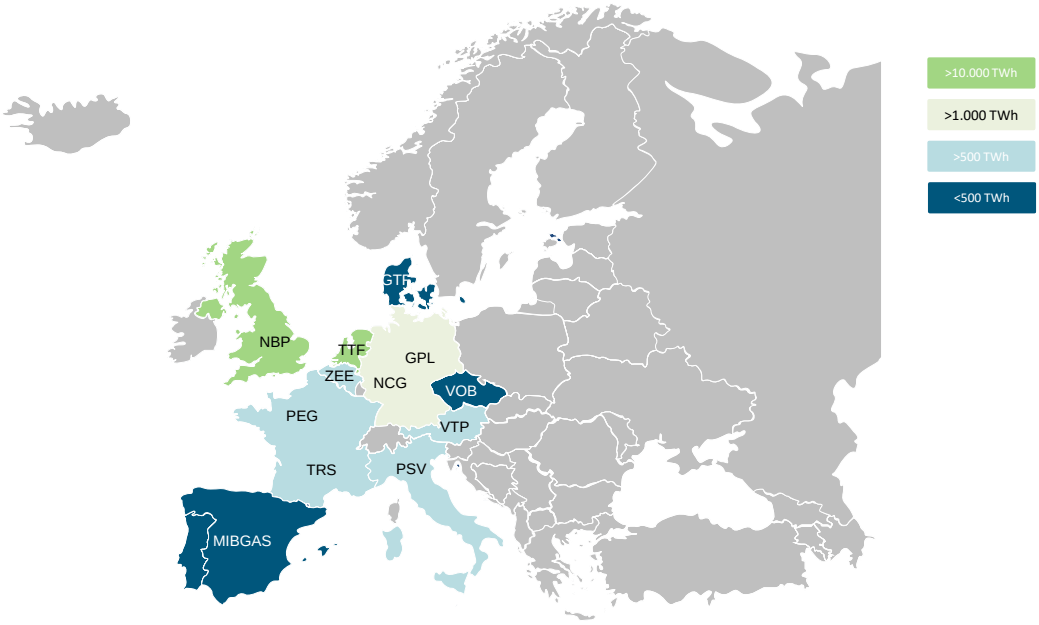
- Virtual: los *hub* virtuales representan una zona de balance y pueden funcionar casi independientemente de las instalaciones físicas, aunque en determinados momentos es posible que usen dichas infraestructuras para incrementar sus operaciones y servicios. Estos *hubs* virtuales facilitan la formalización de acuerdos de transporte desde las zonas de suministro hasta los puntos de entrega especificados por los clientes. Estos *hubs* también proporcionan una localización, o "mercado", donde los transportistas de gas y traders pueden comprar y vender capacidad de transporte y el propio gas. Un ejemplo de *hub* virtual es el existente en Reino Unido, en el National Balancing Point (NBP).

Así, a día de hoy, los principales hubs a nivel europeo quedan reflejados en la Figura 5-1, incluyendo en nivel de negociación desarrollado en cada uno de ellos, basado en las nominaciones notificadas en el año 2016[43]

[43] Ver Informe Oxford.

Figura 5-1. Principales *hubs* a nivel europeo.

Fuente: Elaboración propia.



En la Tabla 5-1 se indican los principales *hubs* en Europa, especificando la localización, el tipo, año de inicio de funcionamiento y operador.

Tabla 5-1. Principales *hubs* en Europa.

Fuente: Elaboración propia.

HUB	Tipo	País	Inicio	Operador
National Balancing Point (NBP)	Virtual	UK	1996	National Grid Company
Zeebrugge Hub	Físico	Bélgica	2000	Huberator (Fluxys)
Title Transfer Facility (TTF)	Virtual	Holanda	2003	Gasunie Transport Services
PSV	Virtual	Italia	2003	Snam Rete Gas
PEG Nord y PEG Sud	Virtual	Francia	2004	GRT-Gaz (GDF-Suez)
PEG TIGF	Virtual	Francia	2004	TIGF (Total)
AOC	Virtual	España	2004	Enagás
Gas Transfer Facility (GTF)	Virtual	Dinamarca	2006	Energinet
Netconnect Germany (NCG)	Virtual	Alemania	2008	Netconnect Germany
Gaspool	Virtual	Alemania	2009	Gaspool
Iberian Gas Hub	Virtual	España/Portugal	2015	MIBGAS

Mercados. Al igual que ocurre con los principales productos financieros, se pueden diferenciar dos tipos de mercados en los que llevar a cabo las transacciones asociadas a la comercialización del gas:

OTC (Over The Counter): es un mercado no regulado, puramente bilateral, donde la negociación se realiza entre las partes implicadas. No existe un índice de precios como tal, aunque determinadas agencias externas publican datos oficiales que pueden usarse en materia de asesoramiento. Los contratos aquí negociados pueden ser de cualquier tipo y con condiciones específicas establecidas por las partes. Estos mercados pueden incluir una plataforma de negociación que sirva como punto de encuentro de los agentes.

Organizado: es un mercado anónimo en el que existe una regulación que normaliza los contratos y la forma de cerrar las operaciones entre los agentes que intervienen en un transacción (ver Tabla 5-2). Este mercado actúa de intermediario entre los agentes, realizando la casación de las ofertas. También existe una cámara de

compensación, donde se llevan a cabo las liquidaciones sin tener que mediar con los agentes, eliminando así el riesgo de crédito de cada una de las partes.

Tabla 5-2. Principales mercados organizados.

Fuente: Elaboración propia.

Mercado	País en los que opera	Productos
ICE Futures Exchange	UK, Holanda y Alemania	Futuros y cámara de compensación para operaciones OTC
ICE_Endex	UK, Zeebrugge y Holanda	Intradiario, sport, prompt, futuros y cámara de compensación para operaciones OTC
EEX	Alemania y Holanda	Intradiario, sport, prompt, futuros y cámara de compensación para operaciones OTC
Powernext	Francia	Intradiario, sport, prompt, futuros y cámara de compensación para operaciones OTC
CEGH Exchange	Austria	Spot, prompt y futuros
Gaspoint Nordic	Dinamarca	Spot y prompt
GME	Italia	Intradiario, spot y futuros

En los mercados europeos mayoristas de gas, casi toda la negociación relacionada con entrega de gas se asocia a *hubs* de gas, ya sean físicos o virtuales.

En estos puntos, la titularidad del gas pasa de un agente a otro a través de los servicios ofrecidos por el TSO (*Transmission System Operator*) de la red donde se opere.

Mercado mayorista en Europa y en España. En Europa, los principales mercados son Reino Unido, Holanda, Alemania, Bélgica y Francia, que son los países donde el consumo de gas es mayor.

El mercado español de gas se encuentra todavía poco desarrollado comparado con los principales mercados mayoristas de gas de Europa, aunque, impulsado por el desarrollo normativo europeo, ha iniciado su evolución hacia un mercado organizado, con precios transparentes y fomento de la libre competencia.

Actualmente, las operaciones de compra y venta de gas se pueden realizar mediante un mercado organizado, operado por MIBGAS (El proceso de liberalización del sistema gasista), o por contratos bilaterales, en un mercado OTC (*Over the Counter*) cuyas condiciones no están reguladas sino acordadas/negociadas por cada una de las partes. Las operaciones ya cerradas se notifican al Gestor Técnico del Sistema a través de la plataforma MS-ATR. Si bien este sistema permite conocer el volumen de dichas transacciones, no permite conocer el precio.

5.2 *Gas Target Models* y Códigos de Red

El 18° Foro de Madrid, celebrado en septiembre de 2010, instó a los reguladores a diseñar, en colaboración con otros agentes, un modelo descriptivo acerca de cómo debe desarrollarse el mercado de gas natural a nivel europeo, el denominado Gas Target Model.

El objetivo de este modelo es conseguir una mayor integración entre los mercados nacionales, para así poder alcanzar un verdadero mercado interior común europeo de gas. Los pilares en los que se sustenta, mejorando también la inversión económicamente eficiente en infraestructuras, son tres:

- Mercados mayoristas que funcionen,
- Mercados altamente conectados,
- Esquemas de suministro seguro.

El modelo establece dos opciones para la creación de mercados regionales:

- O bien crear un área de mercado que incluya varios países (cross-border market area),
- O bien mantener dos zonas de balance, pero creando un mercado en la medida que lo permita la capacidad de conexión.

La nueva situación del mercado mayorista europeo (demanda decreciente, diferencial de precios con EE.UU., irrupción de *shale gas* o renovables) ha hecho que se empiece a discutir un nuevo modelo que tenga en cuenta todos estos cambios que se están produciendo en el mercado para poder estimar cómo será el mercado en el año 2025.

Desde el punto de vista regulatorio, y desde la aprobación del denominado "tercer paquete" en el año 2009, (Ver Normativa básica comunitaria) se está trabajando en desarrollar unos "códigos de red", que son normas comunes en las conexiones internacionales que faciliten el uso de las infraestructuras y el uso eficiente del mercado. Inicialmente se definieron doce códigos de red a desarrollar, de los cuales por el momento se han adoptado[44]:

1. Gestión de Congestiones y asignación de capacidad: Aprobado el 15 de Agosto 2015 (EU 2015/1222)
2. Asignación de Capacidad a futuros: adoptado el 17octubre 2016. (EU 2016/1719)
3. Conexiones de demanda: Entró en vigor el 7 de septiembre de 2016 (EU 2016/1388)
4. Requisitos para los generadores: Aprobada el 17 de mayo de 2016 (EU 2016/631)
5. HVDC: Aprobada el 28 de septiembre (EU 2016/1447)
6. Operación del Sistema: Aprobada el 14 de septiembre de 2017 (EU 2017/1485)

[44] Ver guías y códigos de red. ACER

La siguiente Figura 5-2 describe cuál es el procedimiento de aprobación de los códigos de red:

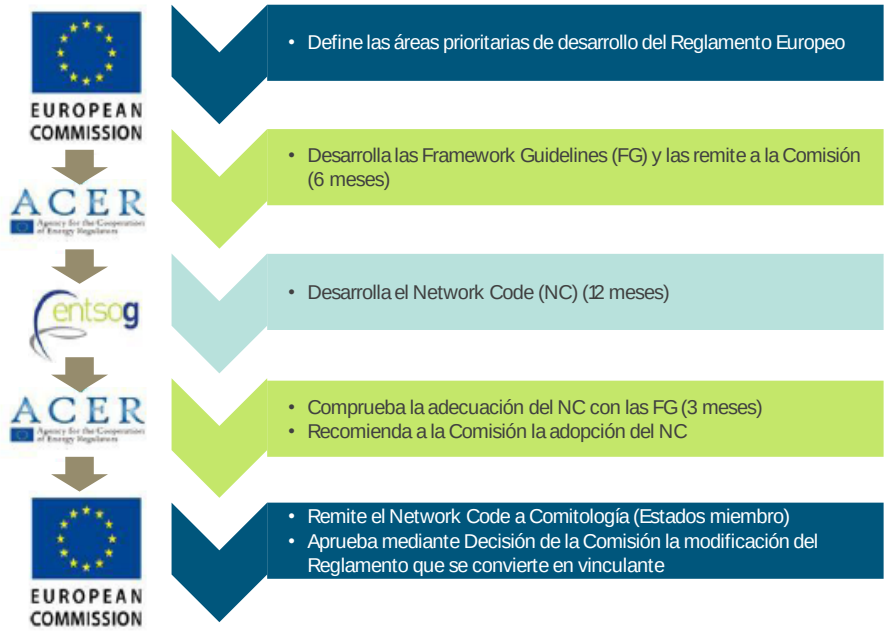


Figura 5-2. Proceso de aprobación de los Códigos de Red Europeos

Fuente: Elaboración propia

El contenido de los códigos de red más avanzados en su tramitación es el siguiente:

CMP: Gestión de las congestiones. Este código trata de prevenir y resolver las congestiones en las conexiones internacionales, a través de mecanismos a corto plazo (*oversuscription* & *capacity buyback* y *day ahead*-UIOLI[45]) y de largo plazo (devolución de capacidad y LT-UIOLI). En España el regulador ha aprobado la Circular 1/2013 para la aplicación de todos estos mecanismos.

CAM: Asignación de capacidad. Este código, de aplicación a partir del 1 de noviembre de 2015, regula la asignación de capacidad disponible en las interconexiones de forma coordinada, mediante subastas con productos de capacidad y plazos armonizados a nivel Unión Europea. También armoniza el día de gas. La capacidad se ofrecerá vinculada a ambos lados de las interconexiones. La Iniciativa Regional del Sur de Gas (SGRI), que abarca Francia, España y Portugal, está desarrollando un proyecto piloto de implementación temprana de este código.

Balance. El objetivo de este código, de aplicación a partir del 1 de octubre de 2015, es armonizar los sistemas de balance de los Estados de la Unión Europea. La premisa básica es que los usuarios son los responsables de balancear su posición en el sistema. Los gestores técnicos del sistema (TSO) asumen el balance residual del sistema, comprando y vendiendo productos de corto plazo en el mercado, o adquiriendo servicios de balance. Admite opciones y medidas transitorias en mercados sin suficiente liquidez.

Interoperabilidad. El objetivo de este código es establecer normas comunes en relación con los acuerdos de interconexión entre trasportistas en las interconexiones, las unidades de medida armonizadas, calidad y odorización del gas, y sistemas de intercambio de información.

[45] Use it or lose it

Tarifas. Este código es el que está más retrasado en su proceso de elaboración, ya que las Directrices Marco de ACER están todavía pendientes de aprobación. El objetivo de este código es establecer normas comunes sobre asignación de costes, información a publicar sobre metodología de cálculo de tarifas, precio de salida de las subastas, recuperación de costes.

6. Peajes de acceso y déficit tarifario de gas natural

6.1 Los peajes de acceso de gas natural

Las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo básico y distribución de gas permanecen bajo un esquema regulado por ser actividades que, dada sus características intrínsecas, son monopolios naturales. (Ver Actividades reguladas y actividades en libre competencia). Por este motivo, los costes de las redes (junto con otro tipo de costes asociados), son repercutidos a todos los consumidores, independientemente de la forma de adquisición del gas, a través de los denominados peajes de acceso a las redes de gas. Dichos peajes deben ser aprobados por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, de acuerdo con la metodología que establezca la CNMC, según la Ley 3/2013.

Los peajes de acceso son únicos en todo el territorio español, con independencia de las particularidades económicas y geográficas de las infraestructuras en las distintas zonas en las que se ubican los consumidores. Concretamente, los peajes y cánones de acceso se establecen según los criterios previstos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en los artículos 25 y 26 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

Tipología y estructura de los peajes de acceso. Los peajes a aplicar a las diferentes actividades del sistema gasista se estructuran en dos términos: (i) un término fijo, independiente del volumen de gas consumido y del coste de la molécula de gas, y (ii) un término variable, en función de la actividad y del volumen de gas consumido. (Ver La Tarifa de Último Recurso (TUR)).

Existen peajes de acceso para la utilización de los diferentes servicios del sistema gasista, y en particular:

- Peaje de regasificación: correspondiente al uso de los servicios de regasificación, y que se estructura en un término fijo (Tfr) mensual en función de la capacidad de regasificación diaria contratada, y otro variable (Tvr) del peaje, en función de los kWh regasificados.

- Peaje de descarga de buques: correspondiente al uso de los servicios de descarga del gas natural licuado de un buque a una planta de regasificación. Se diferencia en función de la planta de regasificación en la que se realice la descarga, y se estructura también en un término fijo por buque y otro variable en función de los kWh descargados.

- Peaje de carga de cisternas: correspondiente a la carga en vehículos cisterna del gas natural. También se estructura en un término fijo (Tfc) y un término variable (Tvr).

- Peaje de trasvase de gas natural licuado a buques: correspondiente a los servicios de carga de gas natural en buques a partir de plantas de regasificación, que se diferencia también entre fijo y variable.

- Peaje de puesta en frío de buques: con término fijo por operación y variable en función del gas.

- Peaje de transporte y distribución firme: este peaje se compone de dos términos, uno de ellos referido a la reserva de capacidad (Trc) y otro hace referencia a la conducción del gas (Tc) que se diferencia en función de la presión de diseño a la que se conecten las instalaciones del consumidor.

- Canon de almacenamiento subterráneo: compuesto por un término fijo por el almacenamiento, y dos términos variables, uno por la inyección del gas en el almacenamiento y otro por la extracción del gas.

- Canon de almacenamiento de gas natural licuado: se compone sólo de un término variable en función del GNL almacenado diariamente en los tanques de las plantas de regasificación.

- Peaje de transporte y distribución interrumpible: en caso de interrumpibilidad, el término de conducción se calculará multiplicando el término de conducción del peaje de transporte y distribución firme en vigor que corresponda por 0,7 en el caso de la interrumpibilidad tipo "A" y por 0,5 en el caso de la interrumpibilidad tipo "B". El término fijo de reserva de capacidad que se aplica es el que está en vigor, sin descuento.

- Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior al año: en el caso que los contratos tengan una duración inferior al año, es necesario aplicar al término fijo del caudal de los peajes correspondientes al acceso al sistema gasista, un coeficiente que oscila entre los 0,06 y 0,10 (peaje diario) y entre 1 y 2 (peaje mensual).

En la Figura 6-1 se indica el esquema de los peajes vigentes en España.

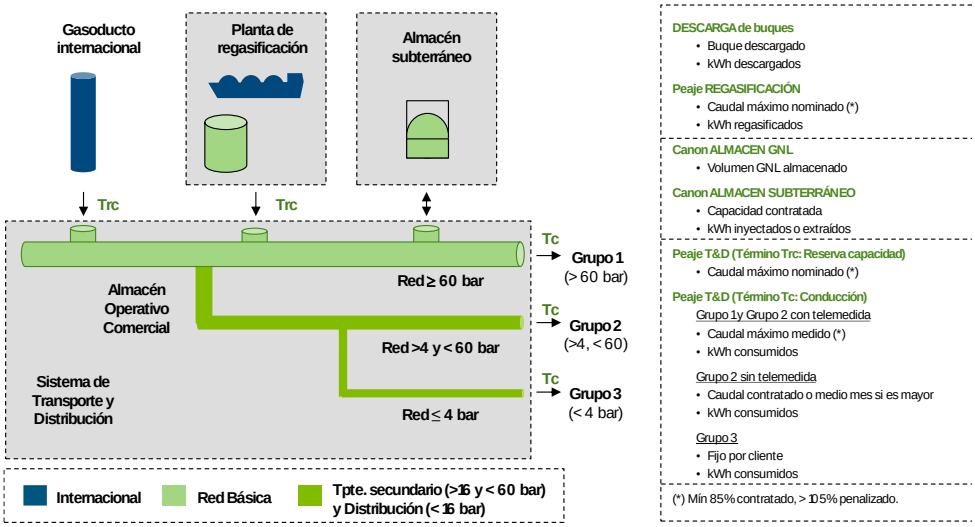


Figura 6-1. Peajes del sistema gasista.

Fuente: Elaboración propia.

Concepto de aditividad. Al igual que en el caso eléctrico, (Ver El déficit tarifario: qué es, consecuencias y solución) el precio final del gas debe seguir el principio de suficiencia tarifaria, esto es, debe cubrir tanto los costes regulados como los costes de la energía y un margen comercial que sea razonable y corresponda a una empresa eficientemente gestionada. De este modo, los componentes del precio final del gas para los consumidores deberían ser los que se indican en laFigura 6-2.

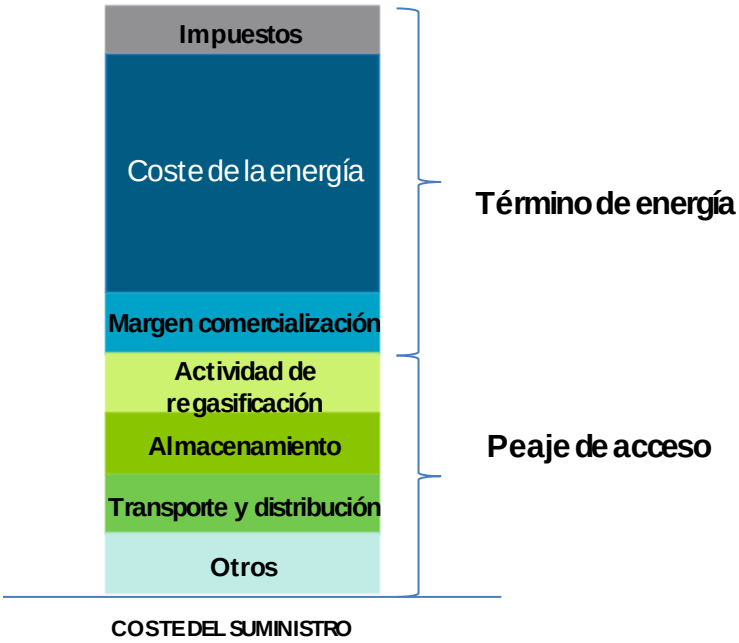


Figura 6-2. Componentes del precio final del gas.

Fuente: Elaboración propia.

Para garantizar el principio de suficiencia de ingresos -que éstos sean suficientes para la cobertura de todos los costes regulados del Sistema-, los peajes de acceso deberían ser calculados por la Administración como la suma de todos los costes que los componen. Los peajes así diseñados se conocen como tarifas aditivas y suficientes. Si el nivel del peaje de acceso no es suficiente para asegurar la cobertura de dichos costes, se producirá un déficit de recaudación (ver El déficit tarifario en el sector del gas natural: qué es, consecuencias y solución).

Impuesto de hidrocarburos. La ley 15/2012, de medidas fiscales ha introducido un tipo impositivo al gas natural utilizado para usos distintos al de carburante, que estaban exentos. En concreto, a partir del 1 de enero de 2013, el consumo de gas natural debe pagar los siguientes tipos, en función del uso:

- Carburante (en vehículos): 1,15 euros por gigajulio (4,14 €/MWh)
- Usos profesionales (consumo industrial): 0,15 euros por gigajulio (0,54 €/MWh)
- Generación eléctrica y resto usos: 0,65 euros por gigajulio (2,34 €/MWh)

La recaudación de los tributos establecidos por la Ley 15/2012 se destina a financiar el sobrecoste de las energías renovables.

6.2. Los costes regulados del sistema de gas

Los costes estimados para el año 2017 por la CNMC derivados de las distintas actividades del sistema gasista, que se recuperan vía los peajes, suman un total de 2.749,7 M€, como se indica en laTabla 6-1:

Tabla 6-1. Costes regulados del sistema de gas estimados por la CNMC para 2017.

Fuente: Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC).

Coste de acceso a la red	Año 2017 [Millones de €]
Actividades de regasificación	403,9
AA.SS.	188,6
Transporte	816,3
Distribución	1.340,9
Coste de acceso	**2.749,7**

La evolución de los costes regulados en el sistema de gas en los últimos años ha sido creciente, tal y como se indica en la Figura 6-3.

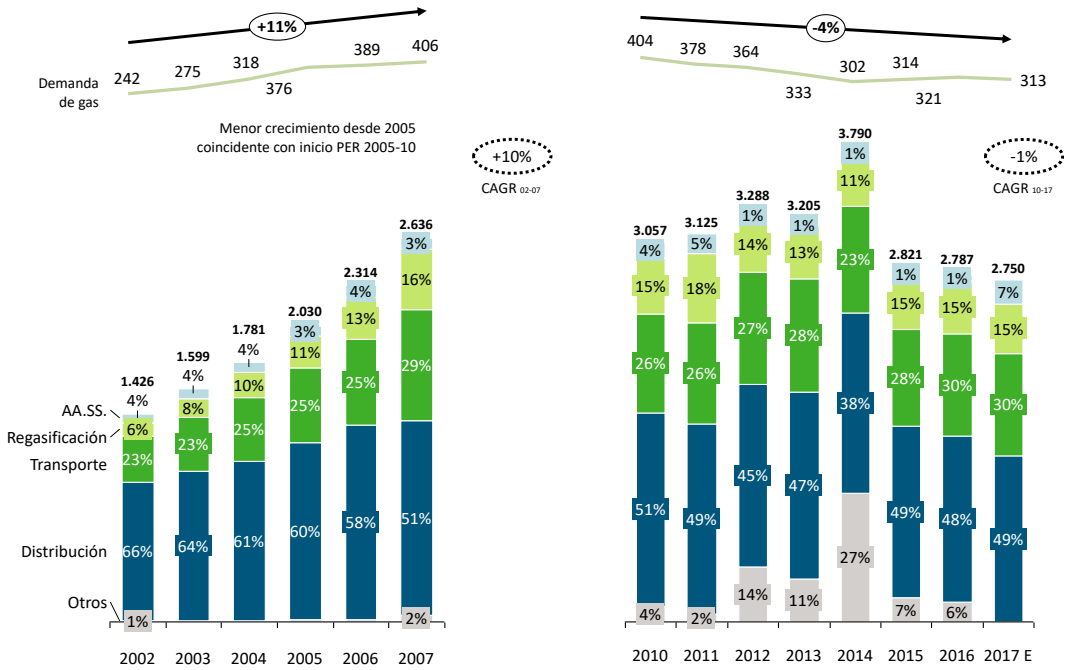


Figura 6-3. Evolución de los costes regulados.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la evolución estimada de costes e ingresos del sistema gasista a futuro, la CNMC ha publicado con fecha 21 de diciembre de 2016 una actualización del Informe sobre la orden que establecen los peajes y cánones asociadas al acceso de terceros y las instalaciones gasistas y la retribución de actividades de 2017 lo. En este informe la CMCE proporciona una senda esperada, tanto de demanda de gas como de los costes regulados, para el año 2017 y evalúa el impacto de las medidas de corrección del déficit tomadas actualizando los valores.

6.3. Liquidación de los ingresos por el MINETAD

Los ingresos correspondientes a los peajes y cánones de gas pasan a formar parte del sistema de liquidaciones de las actividades reguladas. Históricamente y hasta el año 2013 se han liquidado a través de la CNMC pero la Ley 3/2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, prevé que esta función sea transferida al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD). La CNMC sigue haciendo estas liquidaciones de manera transitoria.

Tras la recaudación de peajes del consumidor final, las empresas reguladas perciben en el proceso de liquidaciones la retribución que les corresponde, según indica la Figura 6-4.

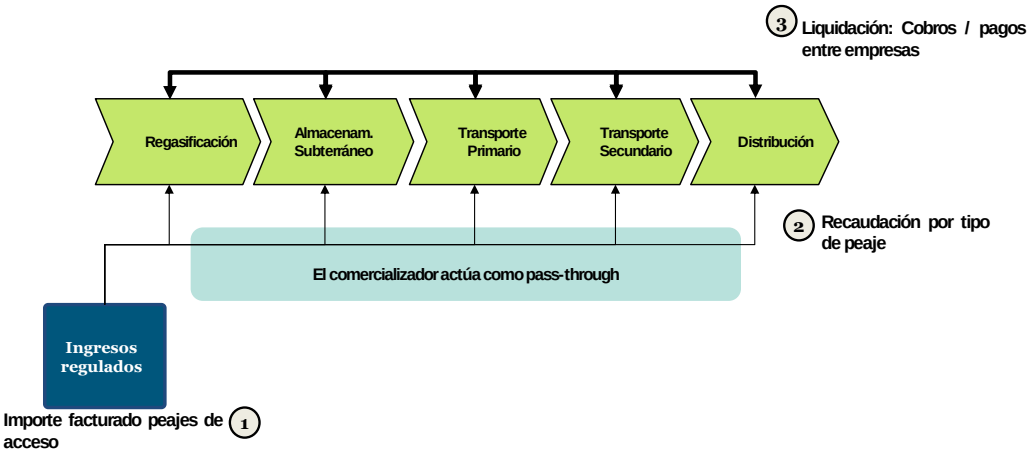


Figura 6-4. Proceso de liquidaciones.

Fuente: CNMC

La CNMC (y posteriormente el MINETAD) determina en el proceso mensual de liquidaciones el importe a cobrar/pagar por cada empresa, en función de la retribución que le corresponda y la recaudación por peajes que ha llevado a cabo. El Real Decreto 949/2001, en su artículo 35, establece que el procedimiento de liquidación se determinará por el Ministerio de Economía (hoy el MINETAD), fijando los valores, parámetros y plazos necesarios para la liquidación.

Estas liquidaciones, de carácter mensual (hay 14 liquidaciones), incluirán las actividades reguladas de los sujetos que intervienen en el sistema gasista, recogiendo los costes e ingresos relativos a las mismas. En particular, quedan sujetas a liquidación las siguientes actividades:

- Recepción, almacenamiento y regasificación del gas natural licuado. También se incluye la carga de cisternas.
- Almacenamiento del gas natural.
- Transporte del gas natural.
- Distribución, incluyendo plantas satélite.
- Actividades retribuidas con cuotas incluidas en tarifas, peajes y cánones.

6.4. El déficit tarifario en el sector del gas natural: qué es, consecuencias y solución

Al igual que ocurre en el sector eléctrico, el sistema gasista incluye algunas actividades que, por sus características, están sujetas a significativas economías de escala y pueden considerarse como monopolios naturales. (Ver Actividades reguladas y actividades en libre competencia). Estas actividades (regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución) se encuentran sujetas a un esquema de ingresos regulados, mientras que otras actividades, como el aprovisionamiento y la comercialización de energía, se desarrollan en un régimen de libre competencia.

Como se ha comentado en la sección anterior, los costes regulados del sistema gasista español -transporte, distribución, regasificación, almacenamiento, y otros costes o servicios así estipulados- se cubren mediante el cobro de peajes y cánones por la utilización de los distintos servicios del sistema gasista. (Ver Peajes de acceso de gas natural).

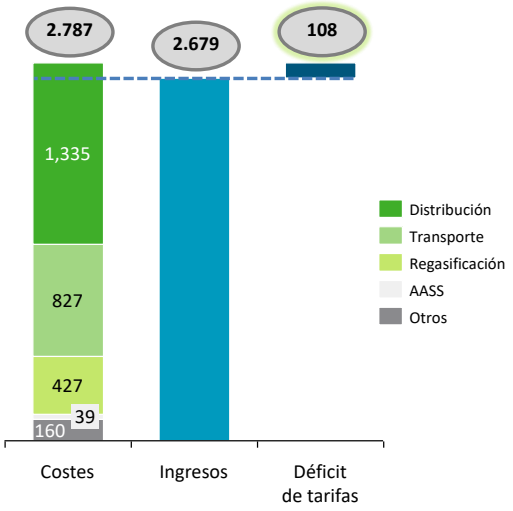
El MINETAD aprobará anualmente, de acuerdo con la metodología establecida por la CNMC, los peajes a pagar por el consumidor

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) es quien aprueba anualmente los peajes y cánones a pagar por el consumidor. La correcta fijación de estos peajes es importante, ya que por una parte debe asegurar la cobertura de todos los costes regulados del sistema, pero por otro debe permitir que el gas mantenga o mejore su competitividad frente a otros combustibles alternativos.

Tal y como se recoge en la Figura 6-4 las actividades reguladas del sistema gasista español han cerrado el año 2016 con un déficit de 108 Millones de euros, cifra que se podría ver incrementada otros 81 Millones de euros en 2017, lo que sitúa al Gobierno cerca de del límite por el cual debe elevar los peajes que los consumidores pagan . Este déficit se ha originado por una evolución desacompasada entre los costes del sistema gasista derivada de la planificación vinculante y la evolución de la demanda en un entorno afectado por la situación económica desfavorable.

Figura 6-5. Análisis de ingresos/costes sistema gasista 2016 [M€].

Fuente: CNMC. Informe sobre la liquidación provisional número 14 de 2016 del sector del Gas.



Origen del déficit tarifario en el sector del gas. Para entender la situación actual de déficit en la que se encuentra el sector gasista en España hay que explicar primero que la construcción de nuevas infraestructuras en el sector está sujeta a una Planificación vinculante aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Dado que las infraestructuras gasistas tienen un dilatado plazo de construcción, la decisión de inversión debe tomarse con bastante anticipación, y en base a las mejores estimaciones disponibles en el

momento de cómo va a evolucionar la demanda de gas en los años futuros, estimaciones que no siempre se cumplen.

En el periodo que abarca desde 2000 hasta 2008 el consumo de gas natural en España experimentó un importante despegue, especialmente notable en el caso de los ciclos combinados, con crecimientos de hasta dos dígitos. La última Planificación vinculante, que comprendía el periodo 2008-2016, fue aprobada en mayo 2008, momento en el que la demanda de gas alcanzó su máximo histórico, por lo que la senda de demanda prevista continuaba siendo claramente creciente, y consiguientemente se dibujaba un escenario expansionista de construcción de infraestructuras. (Ver La cadena de valor del gas natural).

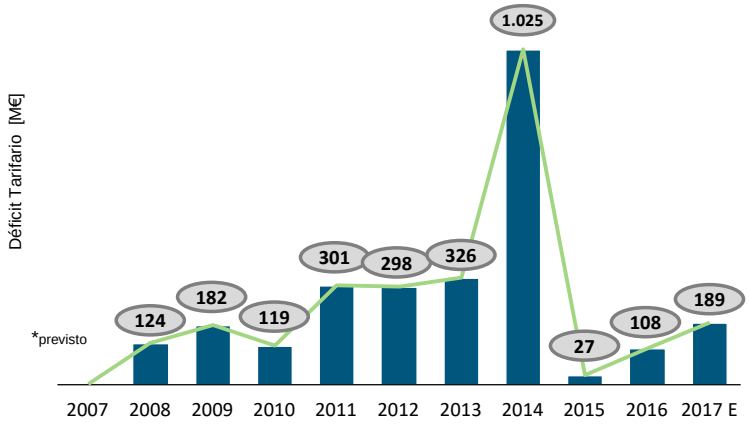
Pero desde el año 2009 la tendencia se ha invertido, y la crisis económica ha provocado una importante bajada del consumo, especialmente notable en el caso de los ciclos combinados. El descenso de la demanda de gas ha dado lugar, además de la consiguiente disminución de los ingresos derivados del uso de las infraestructuras gasistas, a una notable infrautilización de las infraestructuras. Sin embargo, el coste de las actividades reguladas ha seguido incrementándose a medida que se incorporaban nuevas inversiones al sistema, que seguían la senda de construcción definida en la Planificación.

Por tanto, el incremento de coste, unido al descenso de ingresos, han provocado la aparición de un incipiente déficit en el sector gasista, que aunque no alcanza las dimensiones del déficit eléctrico, debe ser controlado para evitar que puedan aparecer desequilibrios estructurales en el sistema gasista.

La Figura 6-6 muestra la evolución histórica del déficit en los últimos años:

Figura 6-6. Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema gasista.

Fuente: Comisión Nacional de Mercados y Competencia CNMC).



Medidas adoptadas para solventarlo. Vista la gravedad de la situación, el Gobierno aprobó una serie de medidas de contención de costes (Real Decreto-Ley 13/2012 y otras), encaminadas a paralizar todas aquellas inversiones en el sector que no fuesen absolutamente imprescindibles y algunos ajustes retributivos adicionales. Dado que para los próximos años no se espera todavía una recuperación del consumo de gas, el objetivo de estas medidas era contener el coste de las actividades reguladas para que mantenga en unos niveles razonables, eficientes y competitivos, para así asegurar la competitividad del gas natural en relación con otros combustibles alternativos.

En particular las medidas que se establecieron en 2012 fueron las siguientes:

- Suspensión de la tramitación de procedimientos a nuevas plantas de regasificación peninsulares.

- Paralización de la puesta en servicio (hibernación) de la planta de regasificación de Musel hasta que el crecimiento de la demanda lo justifique.

- Suspensión de la concesión de autorización administrativa a nuevas infraestructuras de transporte y estaciones de regulación y medida (salvo los ligados a las conexiones internacionales de Larrau y Biriatou).

- Revisión la retribución de los nuevos almacenamientos:
  - Ampliación de 10 a 20 años del periodo de amortización de los almacenamientos subterráneos, laminando de este modo la retribución a percibir.
  - La retribución devengada en cada año «n» será abonada a lo largo del año «n+1» y en un mismo año natural no se abonarán retribuciones devengadas en más de un año natural.
  - Se elimina la posibilidad de obtener retribución provisional, ya que el devengo de la retribución se produce desde el día siguiente al de puesta en servicio comercial.
  - Los contratos de operación y mantenimiento deberán adjudicarse por concurrencia.
  - Podrán realizarse auditorías de coste.

- Eliminación de retribuciones específicas a la actividad de distribución, que se habían diseñado para incentivar la gasificación de nuevos municipios. Restricción en la aplicación del peaje interrumpible, incremento de peaje a corto plazo y empleo de saldos remanentes de la CNMC y del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE).

- Incremento de los peajes de acceso en un 5% desde el segundo trimestre de 2012 (a excepción de los peajes para almacenamiento subterráneo).

Adicionalmente, a finales de año la Orden IET/2812/2012 recoge más medidas para solucionar el problema del déficit, modificando el factor de eficiencia f, a valor 0 para el año 2013, con impacto en las actividades de transporte y distribución.

Finalmente, en julio de 2014, el Gobierno publicó el Real Decreto-ley 8/2014[46] con el objetivo de establecer medidas para la mejora de la sostenibilidad económica del sector.

El desajuste entre ingresos y gastos acumulado a 31 de diciembre de 2016 se estima en 2.471 millones de euros aproximadamente, por ello, se hace necesaria una reforma del régimen retributivo del sector de gas natural basado en el principio de la sostenibilidad económica y en el equilibrio económico a largo plazo.

Este principio establece que cualquier medida que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. Este principio se refuerza con la obligación de revisión automática de los peajes y cánones que correspondan si el desajuste anual entre ingresos y gastos del sistema supera los siguientes umbrales:

- 10% de los ingresos liquidables del ejercicio
- 15% de los ingresos liquidables del ejercicio más anualidades reconocidas y pendientes de amortizar.

La parte del desajuste que, sin sobrepasar los citados límites, no se compense por subida de peajes y cánones será financiada por todos los sujetos del sistema de liquidación, de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. Estos sujetos tendrán derecho a cobrar este desajuste durante los 5 años siguientes y se les reconocerá tipo de interés de mercado.

[46] Ver Real Decreto-ley 8/2014

Por otro lado, el principio de sostenibilidad económica y financiera debe entenderse de forma que los ingresos generados por el uso de las instalaciones satisfagan la totalidad de los costes del sistema. En las metodologías retributivas reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, bajo del principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema.

Se fijan periodos regulatorios de seis años para establecer la retribución de las actividades reguladas, con la posibilidad de ajustes cada tres años de los parámetros retributivos del sistema, entre otros los valores unitarios de referencia por clientes y ventas, costes de operación y mantenimiento, factores de mejora de productividad, etc. en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes.

El Real Decreto-ley 8/2014 establece una metodología de cálculo común para todas las instalaciones de la red básica, que toma como base el valor neto anual de los activos. Esta retribución se compone de un término fijo por disponibilidad de la instalación y un término variable por continuidad de suministro.

En relación a las instalaciones de distribución se mantiene la retribución para cada empresa distribuidora para el conjunto de sus instalaciones en función de los clientes conectados a las mismas y el volumen de gas suministrado. (Se eliminan las actualizaciones automáticas en función del IPC e IPRI)

El déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre, será financiado por los titulares de las instalaciones durante un periodo de 15 años, reconociéndose un tipo de interés equivalente al de mercado.