Entiende el Sistema Gasista

José Luis Velasco Garasa

El Observatorio
Crítico de la energía

El **Observatorio Crítico de la Energía** (OCE) es fundado a comienzos de 2007 por un grupo de jóvenes ingenieros y científicos que, unidos en torno a un análisis común de los problemas de la sociedad, deciden comenzar una actividad pública orientada a la transformación y regeneración del sistema democrático. Los principios sobre los que se organiza dicha actividad tienen su origen en una crítica a la insostenibilidad ecológica y económica de nuestra sociedad y a la degradación de la cultura democrática. Concebido como una organización de carácter esencialmente progresista y crítico, el OCE es un foro de discusión y análisis en el que se intenta generar un discurso riguroso e informado para abordar estas cuestiones desde una postura que combine la solvencia del método científico con la conciencia política y social.

`Entiende el Sistema Gasista`
es obra de
El Observatorio Crítico de la Energía
y está acogido a licencia
Creative Commons
http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/

Ilustración de portada: buque metanero *Energy Advance* en la Bahía de Ishikari,
cedida por Tomari con licencia Creative Commons Attribution-Share Alike 2.1 Japan license
https://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.1/jp/deed.en

1ª edición: 15 de Mayo de 2017

www.observatoriocriticodelaenergia.org

Prefacio

El gas natural es la segunda fuente de energía primaria en España y la tercera en consumo de energía final. Como vemos en la figura 1, en la primera categoría sólo es superado por los productos petrolíferos, mientras que en la segunda lo es también, por poco, por la electricidad. Esto se debe a que, si bien es cierto que el petróleo es fundamental en el transporte, y la electricidad lo es en el consumo de energía final en hogares e industria, el gas natural se ha abierto hueco en los últimos años en el *mix* energético español, tanto a través del acceso a nuevos núcleos de población, donde se utiliza principalmente para calefacción doméstica, como por la masiva instalación de centrales de ciclo combinado en el sector eléctrico. Así, según la patronal del sector, Sedigás, la industria del gas representa el 0,5 % del PIB español y emplea a 150.000 personas de forma directa e indirecta.

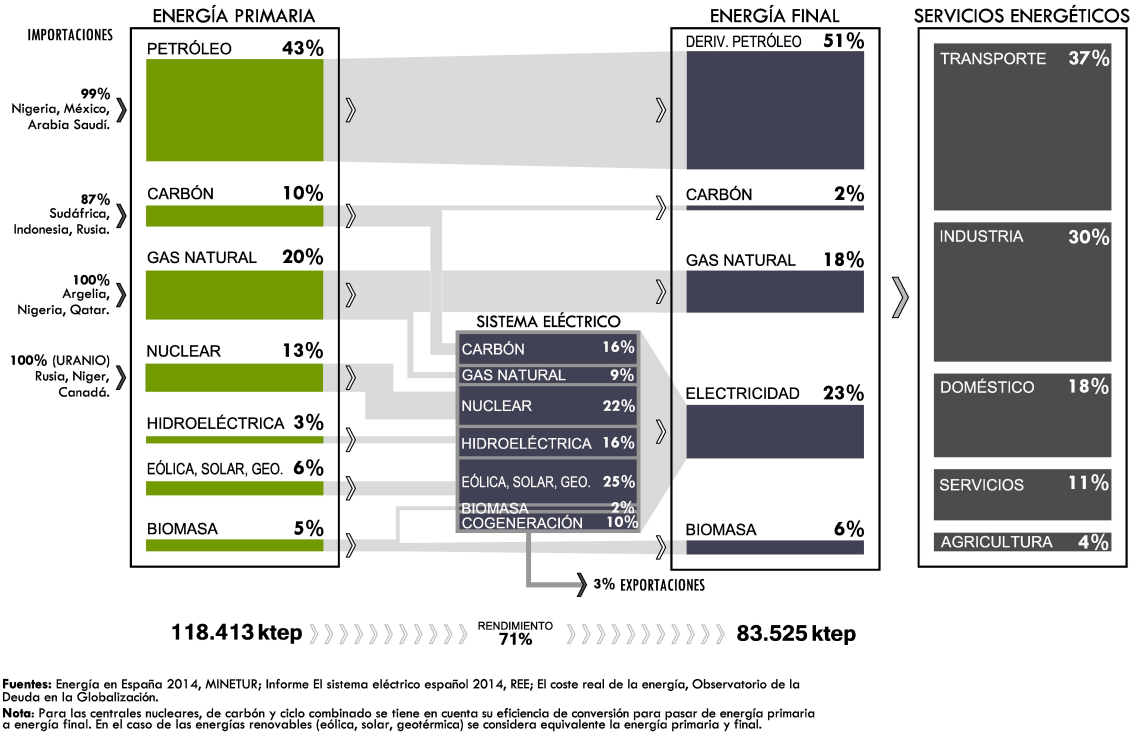

Figura 1: Consumo de energía por fuentes en 2014 en España [1].

A pesar de ello, el conocimiento del público general sobre el sistema gasista español está muy por debajo del relativo al sistema eléctrico. Esto se debe sin duda a múltiples motivos,

uno de los cuales es probablemente que el sector eléctrico es la punta de lanza del cambio de modelo energético: es el primer sector en que el cambio es posible hoy, con las energías renovables jugando un papel fundamental, y sobre los detalles de este papel fundamental está el debate: ¿qué tecnologías contaminantes (ya sean emisiones de gases a la atmósfera o elementos radiactivos) serán desplazadas primero y quién pagará *de facto* los costes? ¿estarán las centrales productoras en manos de ciudadanos autoconsumidores, de cooperativas o de empresas del oligopolio? Y, más en general, ¿servirán para democratizar el sistema eléctrico o para perpetuar su estructura actual? Sobre la respuesta a esta pregunta, que no es menos política que técnica, está teniendo lugar una batalla encarnizada, cuyo resultado se plasma cada cierto tiempo en el BOE, pero que llega casi a diario a la opinión pública. Esto se debe a que las disfunciones del sector eléctrico, en su resistencia al cambio, se hacen cada vez más evidentes.

Muchas de estas disfunciones pueden observarse también en el sector gasista. Al fin y al cabo, ambos sectores contienen actividades que son monopolios naturales que requieren de grandes inversiones, y ambos se liberalizaron a finales de los años noventa: lo hizo el mismo gobierno, partiendo de los mismos fundamentos ideológicos, siguiendo formalmente los mismos objetivos y llegando a una estructura similar de funcionamiento. En ambos sectores cada una de las actividades necesarias para el suministro (reguladas y no reguladas) está controlada por unas pocas grandes empresas que están verticalmente integradas. E incluso hasta los más pequeños detalles se pueden discutir en paralelo: como en el sector eléctrico, también en el sector gasista se creó una Tarifa de Último Recurso[1], con su sistema asociado de subastas; los precios del gas natural para los pequeños consumidores, como el de la electricidad, están entre los más caros de Europa; además, en los últimos años, se ha generado un déficit de tarifa, resultado de una recaudación que se ha mostrado insuficiente para cubrir las inversiones (en muchos casos innecesarias) realizadas por las empresas que participan en el sistema. A este respecto, los dos sectores están además conectados por las centrales eléctricas de ciclo combinado: parte importante del crecimiento de infraestructuras gasistas de los últimos años se debió a la necesidad de dar soporte al gas que utilizarían los nuevos ciclos combinados instalados; con estos en desuso, las infraestructuras gasistas se encuentran con problemas financieros: los propietarios de ciclos combinados cobran pagos por capacidad[2], a cargo del consumidor eléctrico, mientras que los costes imprevistos debidos a plantas de regasificación infrautilizadas los pagan los consumidores de gas. Los ciclos combinados y las infraestructuras gasistas sin apenas uso, propiedad en ocasiones de los mismos grupos empresariales, dan cuenta de un problema global del sector energético.

Este informe persigue dos objetivos. Por un lado queremos proporcionar de manera objetiva las claves necesarias para comprender cómo funciona el sistema gasista en España. Para ello, empezamos en el capítulo 1 con una introducción a los conceptos básicos de un sistema gasista, incluyendo actores e infraestructuras. En el capítulo 2 repasamos rápidamente la evolución histórica del sistema gasista y de su legislación, y esbozamos las dos componentes que forman el precio del gas: la componente regulada y la componente de mercado. El capítulo 3 explica cómo se determina la componente de mercado, dada por los acuerdos alcanzados entre

[1] En el sector eléctrico ha pasado a llamarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y ya no depende de una subasta.

[2] Los pagos por capacidad son recibidos por las centrales por estar disponibles en caso de necesidad del sistema eléctrico.

productores y comercializadoras y entre estas y consumidores en régimen de libre competencia. La otra componente, que se aborda en el capítulo 4, se emplea en pagar actividades que siguen siendo reguladas (regasificación, transporte, almacenamiento y distribución), así como otras cuestiones de política energética. Finalmente, discutimos brevemente los impuestos en el capítulo 5 y la formación de la factura del consumidor doméstico en el capítulo 6.

El segundo objetivo es aportar nuestra visión particular sobre el sistema gasista, incidiendo en algunas particularidades de su diseño, resultado de decisiones de política energética. Para ello, hemos recogido en el capítulo 7 las características que definen a nuestro sistema gasista en comparación con otros sistemas gasistas europeos. Finalizamos el informe con las conclusiones en el capítulo 8. Algunos asuntos de interés, que no han tenido cabida en los capítulos anteriores, se discuten en los apéndices.

Finalmente, es de recibo destacar que en este informe pondremos cierto énfasis en el aspecto económico, pero que no hay que perder de vista los impactos sociales y ambientales del gas natural. Esto es especialmente importante en este periodo en el que estamos, en que las empresas gasistas tratan de mostrar, de forma simplista y sin matices, el gas natural como una energía limpia y fundamentalmente positiva para la lucha contra el cambio climático. Por el contrario, si nuestro objetivo como sociedad es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, a la búsqueda del sistema eléctrico 100 % renovable ha de seguir la de un sistema energético 100 % renovable, cosa que antes o después pasará inevitablemente por una reformulación radical del sistema gasista.

Durante la redacción de este documento hemos intentado evitar en la medida de lo posible farragosas descripciones que desmotiven al lector, pero sin renunciar al objetivo principal de proporcionar una visión amplia del sistema gasista que permita el seguimiento de nuestras reflexiones. En cualquier caso, esperamos vuestros comentarios y críticas para las futuras versiones de este informe. Podéis hacérnoslas llegar a: elcorreodelobservatorio@gmail.com.

Índice general

1. Infraestructuras, agentes y actividades del sistema gasista **6**
1.1. Producción y aprovisionamiento . . . 9
1.1.1. Producción . . . 10
1.1.2. Importación . . . 10
1.2. Regasificación . . . 12
1.3. Transporte . . . 14
1.4. Almacenamiento . . . 15
1.5. Distribución . . . 16
1.6. Comercialización . . . 18
1.7. Consumo . . . 20
1.7.1. Pobreza energética . . . 24

2. Evolución, normativa relevante y esquema de funcionamiento del sistema gasista **25**
2.1. Hitos del sector gasista . . . 25
2.2. Normativa relevante . . . 26
2.2.1. Pobreza energética . . . 28
2.3. Esquema de funcionamiento . . . 29
2.3.1. Comercializadoras de Último Recurso . . . 31
2.4. Principales empresas . . . 32
2.4.1. Enagás . . . 33
2.4.2. Gas Natural . . . 34
2.4.3. Mibgás y OMEL . . . 34

3. Análisis de la componente no regulada del precio del gas natural **35**
3.1. Aprovisionamiento: mercado mayorista . . . 35
3.1.1. Mercado primario . . . 35
3.1.2. Mercado secundario . . . 38
3.1.3. Subasta TUR . . . 41
3.1.4. Gas de operación . . . 44
3.2. Comercialización: mercado minorista . . . 44
3.2.1. Comercializadoras de último recurso . . . 44
3.2.2. Aportación al FNEE . . . 44

4. Análisis de la componente regulada del precio del gas natural **46**
4.1. Actividades reguladas del sistema . . . 48
4.1.1. Transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución 48
4.1.2. Gas de operación . . . 48
4.2. Retribución de organismos . . . 49
4.2.1. Operador del Mercado . . . 49
4.2.2. Gestor técnico del sistema . . . 49
4.2.3. Tasa MINETUR/CNMC . . . 50
4.3. Anualidades y desajustes . . . 50
4.3.1. Anualidad por Laudo de París . . . 50
4.3.2. Anualidad por hibernación de la regasificadora de El Musel . . . 51
4.3.3. Anualidad por hibernación del almacenamiento subterráneo Castor . . 52
4.3.4. Anualidad por déficit de tarifa . . . 54
4.3.5. Desajustes temporales . . . 56
4.4. Resumen . . . 56

5. Impuestos aplicados sobre el gas natural **58**
5.1. Impuesto general de hidrocarburos . . . 58
5.2. Impuesto sobre el valor añadido . . . 58

6. La factura del consumidor final **60**
6.1. Ejemplos de factura de pequeño consumidor . . . 61
6.2. Cómo se determina la tarifa en el mercado libre . . . 62
6.3. Cómo se determina la Tarifa de Último Recurso. . . . 64

7. Elementos adicionales para el debate **65**
7.1. Resumen de los costes del sistema . . . 65
7.2. Comparación con otros países europeos. . . . 66
7.3. Reparto de los costes del sistema entre los consumidores . . . 68
7.4. Las previsiones de demanda . . . 71
7.5. El modelo retributivo . . . 79
7.6. El papel de las exportaciones: España como *hub* del gas . . . 79
7.7. Nuevas infraestructuras . . . 82
7.7.1. El gasoducto MIDCAT . . . 82
7.7.2. La explotación de gas natural en Doñana . . . 84
7.7.3. *Fracking* . . . 84

8. Conclusiones: análisis crítico del sistema gasista **86**

A. Cálculo de las retribuciones de las actividades reguladas **90**

B. Alternativas sostenibles **94**
B.1. Biogás . . . 95
B.2. *Power to gas* . . . 96
B.3. Perspectivas . . . 97

Capítulo 1

Infraestructuras, agentes y actividades del sistema gasista

El objetivo de un sistema gasista es cubrir las necesidades de gas natural que presenta una sociedad. En este capítulo presentaremos los elementos básicos que conforman el sistema gasista español. Comenzaremos enumerando y describiendo brevemente las diferentes infraestructuras que lo forman, los agentes que participan en él y las actividades que estos llevan a cabo.

Las principales infraestructuras gasistas están representadas en la figura 1.1. Pueden clasificarse, como se hace en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, en los siguientes grupos[1]:

- Red básica de gas natural.
  - Plantas de regasificación y licuefacción.
  - Almacenamientos básicos.
  - Gasoductos de transporte primario.
    - Red troncal.
    - Red de influencia local.
- Redes de transporte secundario.
- Redes de distribución.

La **red básica de gas natural** contiene las instalaciones que se encargan de abastecer al sistema gasista. Entre ellas están las **plantas de regasificación** de gas natural licuado, junto con las **plantas de licuefacción** de gas natural, y los **almacenamientos básicos** de gas natural.

[1] El Real Decreto-ley 13/2012 también nombra, aunque quedan excluidos del régimen retributivo del sistema, los almacenamientos no básicos de gas natural: "las estructuras de almacenamiento de gas natural en el subsuelo y las instalaciones de superficie que se requieran [...] para el desarrollo de la actividad de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural, incluidos los gasoductos de conexión entre el almacenamiento y la red básica de gas natural".

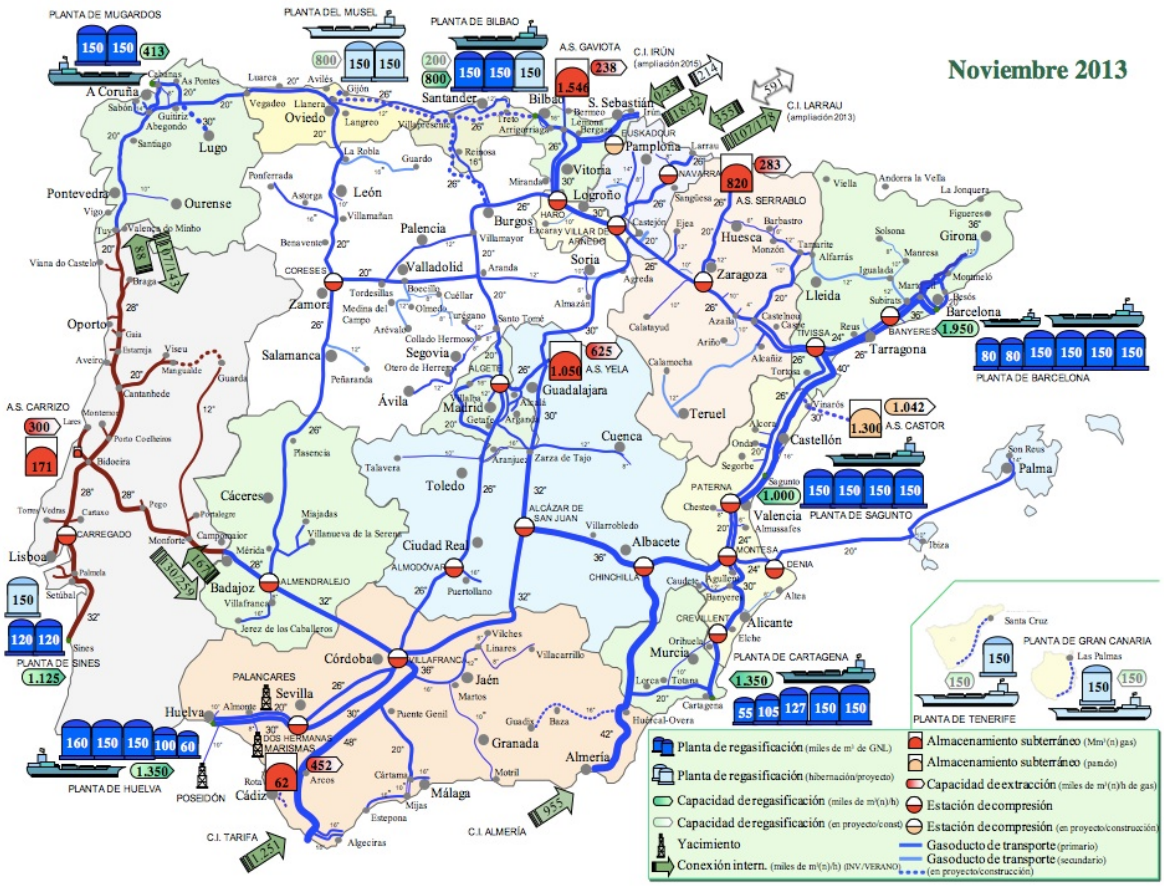

Figura 1.1: Mapa de infraestructuras gasistas en 2013 [2].

Otras piezas centrales de la red básica de gas natural son los **gasoductos de transporte primario** de gas natural a alta presión (presión máxima de diseño igual o superior a 60 bares), que a su vez se agrupan en la **red troncal** y la red de influencia local. La red troncal consta de los gasoductos de transporte esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro: conexiones internacionales y conexiones con yacimientos de gas natural en el interior, con almacenamientos básicos, con las plantas de regasificación, estaciones de compresión y otros elementos auxiliares. La **red de influencia local** consta de los gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local.

Las **redes de transporte secundario** están formadas por los gasoductos de media presión (entre 60 y 16 bares).

Finalmente, las **redes de distribución** comprenden los gasoductos de baja presión (igual o inferior a 16 bares) y aquellos que parten de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario y conducen el gas a un punto de consumo (independientemente de la presión)[2]. También se considera que forman parte de la red de distribución las **plantas-satélite**. Estas

[2]También existen consumidores cualificados que se conectan directamente a las instalaciones de transporte mediante líneas directas.

instalaciones regasifican gas natural licuado (que les llega típicamente en camiones cisterna) y lo inyectan directamente a redes de distribución que no están conectadas a las redes de transporte.

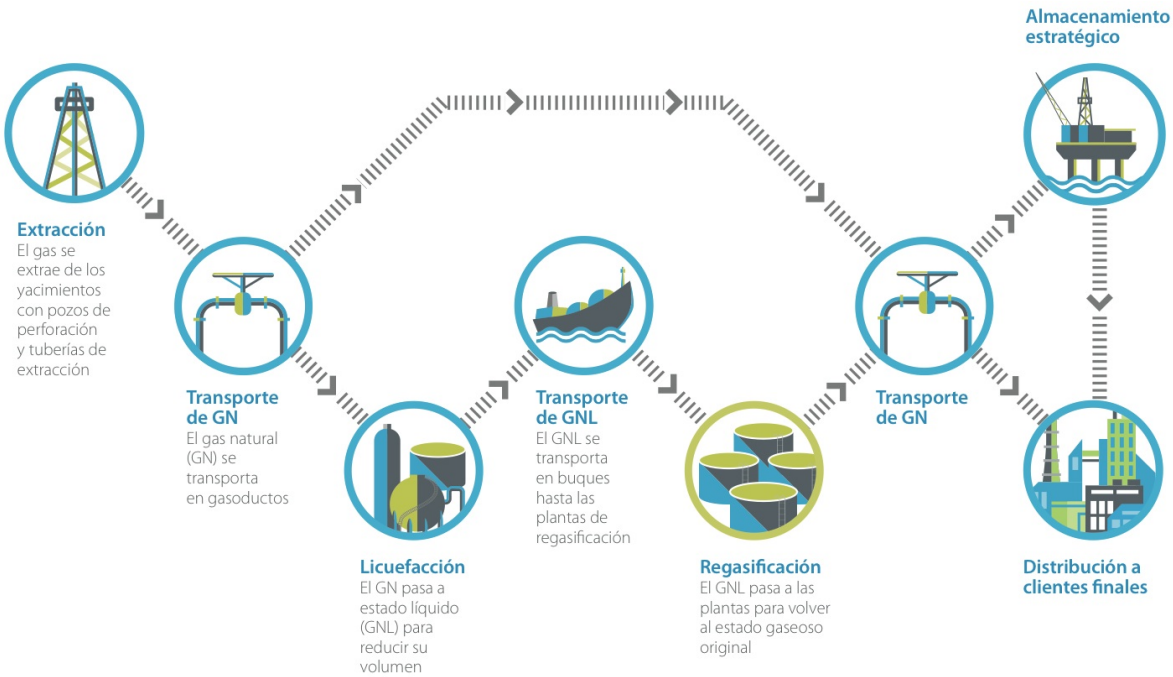

Figura 1.2: Cadena del gas [ENAGÁS].

Como usuarios de estas instalaciones, el Real Decreto-ley 13/2012 identifica varios tipos de agentes del sistema gasista y sus correspondientes actividades, esquematizadas en la figura 1.2:

- Productores.
- Transportistas.
- Distribuidores.
- Comercializadores.
- Consumidores finales.
- Gestor Técnico del Sistema.
- Operador de mercado.

Los **productores** se encargan de la exploración, perforación y extracción del gas natural de los yacimientos en los que este se encuentra. Como veremos, España produce una ínfima proporción del gas que utiliza, de modo que la práctica totalidad del **aprovisionamiento** de

gas se hace a través de importaciones, las cuales llegan a través de gasoductos o de barcos metaneros que transportan gas natural licuado.

Los **transportistas** son las empresas con autorización para construir, operar y mantener instalaciones de **regasificación** de este gas natural licuado, de **transporte** de gas natural por la red principal o de **almacenamiento** básico de este.

Los **distribuidores** son las empresas encargadas de la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de distribución. Los distribuidores también pueden construir, mantener y operar instalaciones de la red de transporte secundario.

El **Gestor Técnico del Sistema (GTS)** es el responsable de la operación y gestión de la red básica y de las redes de transporte secundario. Su función principal es mantener las condiciones necesarias para la operación normal del sistema.

El **operador del mercado** (OM) es responsable de la gestión del **Mercado Organizado de Gas** y de su adecuado funcionamiento; en particular, ha de recabar las ofertas de compra y venta de gas, efectuar las casaciones, gestionar los procesos de pago y cobro y publicar los resultados; también puede tomar medidas destinadas a aumentar la liquidez del mercado.

Los **comercializadores** son las sociedades que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural (incluyendo gas natural licuado) para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales.

Los **consumidores finales** son los que adquieren el gas para su consumo. Pueden hacerlo a través de los comercializadores o accediendo directamente a las instalaciones de terceros, en cuyo caso se denominan consumidores directos en mercado[3].

En las siguientes susbsecciones se detallan más en profundidad algunas de las actividades enunciadas[4].

1.1. Producción y aprovisionamiento

Prácticamente todo el gas natural que se consume en España es importado. Como consecuencia, en el sistema gasista español se entiende de facto "aprovisionamiento" como la compra de gas natural a productores extranjeros[5].

[3]Se consideran también consumidores finales las empresas que compran gas a un comercializador y posteriormente lo suministran para su uso como carburante a estaciones de servicio.

[4]Se considera también actor del sistema la oficina de cambios de suministrador, responsable de la supervisión y gestión de los cambios de suministrador de los consumidores finales.

[5]Un mapa de las reservas probadas (es decir, aquellas que tienen una certeza superior al 90 % de ser explotadas con las capacidades técnicas del momento) de gas natural en el mundo puede encontrarse en la sección 1.2.1 de [3].

1.1.1. Producción

En 2016 sólo se produjeron en España 0.7 TWh de los 368 TWh que entraron en el sistema gasista nacional (el 0,2 %) [4]. Las cinco plantas de producción nacionales se encuentran en Viura (La Rioja), El Romeral y El Ruedo (Sevilla) y Marismas y Poseidón (Cádiz). Como veremos, los yacimientos ya agotados sirven ahora como emplazamientos para el almacenamiento subterráneo del gas natural.

1.1.2. Importación

Como se muestra en la figura 1.3, más de la mitad del gas que entra en la Península Ibérica proviene de Argelia, que es el principal país aprovisionador con un 57 % (en 2016)[6]. A continuación le siguen Nigeria (14 %), Noruega (11 %), Catar (8 %), Perú (5 %) y varios países con porcentajes inferiores al 5 %. España mantiene un perfil diferenciado con respecto a otros países europeos, para los cuales Rusia es un aprovisionador con mucho peso [3]. Como puede observarse en la figura 1.4, estas cantidades se han mantenido aproximadamente constantes en el tiempo, salvo la cantidad de gas natural proveniente de Argelia, que ha crecido continuadamente en las últimas dos décadas.

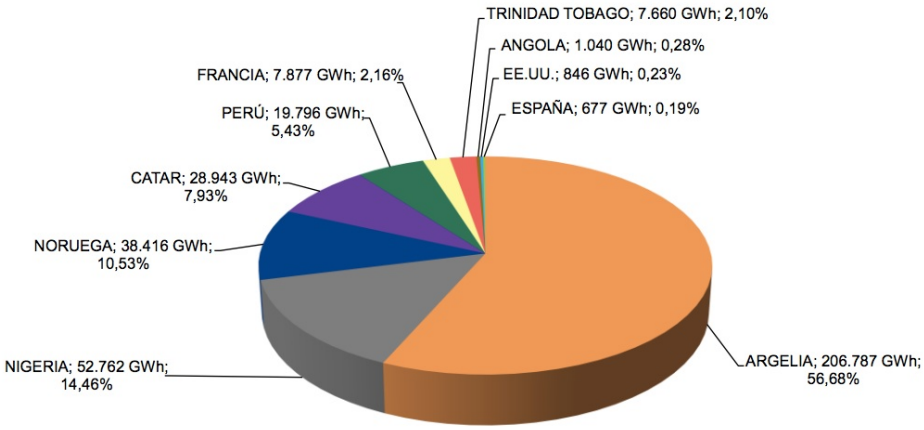

Figura 1.3: Abastecimiento de gas natural por países, enero-octubre 2016 [4].

Cabe destacar que tres de los cuatro principales aprovisionadores, Argelia, Nigeria y Catar, de los cuales España importa más de las tres cuartas partes del gas natural, no cumplen los estándares básicos de gobernanza en relación a la extracción de sus recursos naturales, según el *Resource Governance Index* [6], que puntúa: la estructura institucional y legal del sector extractivo; la transparencia y acceso a la información; la existencia de controles y salvaguardas a la hora de dirimir conflictos de intereses; y, en general, los niveles de corrupción, libertades civiles y políticas del país y la responsabilidad de los gobiernos ante sus ciudadanos.

El gas importado llega a España de dos formas: aproximadamente la mitad en estado gaseoso (GN) y el resto en barcos metaneros, en forma de Gas Natural Licuado (GNL). Los dos

[6] A su vez, España es el principal destino del gas exportado por Argelia, un tercio del total [5].

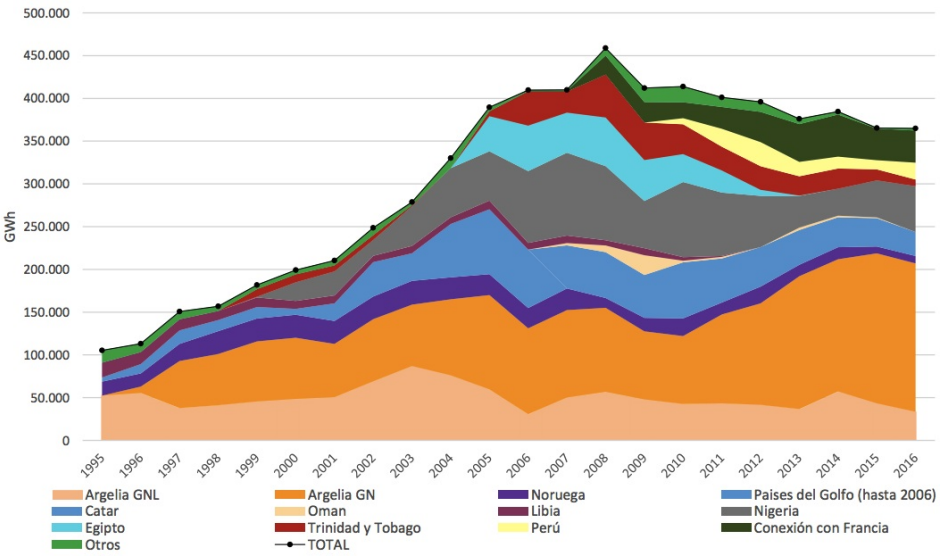

Figura 1.4: Evolución de las importaciones de gas natural en España [4].

principales gasoductos conectan a España con Argelia: el Magreb-Europa desde 1996, a través de Marruecos y el Estrecho de Gibraltar; el Medgaz desde 2011, a través del Mediterráneo entrando por Almería. La empresa Gas Natural gestiona el primero y participa en el segundo. Además, existen dos conexiones con Portugal (Badajoz y Tuy) y dos con Francia (Irún y Larrau), como puede verse en la figura 1.5. Mientras que las conexiones con Argelia sólo sirven para importar gas, el resto son bidireccionales (el flujo neto con Francia es importador, y este intercambio es importante de cara al mercado europeo del gas, como veremos más adelante)[7]. Del resto de países (y también de Argelia) se importa GNL. De hecho, España es, junto a Reino Unido, el principal importador europeo de GNL [4], solo superado a nivel mundial por Japón y otros países asiáticos.

En su evolución temporal, destaca en la figura 1.6 un crecimiento de la proporción importada como GNL desde 2000 hasta 2007, tendencia que se invirtió a partir de 2007, y especialmente desde de 2011, con la entrada en funcionamiento del gasoducto Medgaz. En los últimos tres años, la proporción se ha mantenido relativamente constante.

El aprovisionamiento es realizado por sociedades mercantiles, bien a través de contratos bilaterales a largo plazo firmados con los países productores o en *hubs* en que se concentran operaciones comerciales a más corto plazo de empresas productoras y aprovisionadoras. En el sector del aprovisionamiento existe una empresa dominante, Gas Natural Comercializadora[8], que tiene una cuota de alrededor del 50 % (60 % si se le suma Unión Fenosa Gas Comerciali-

[7]En 2009, los Gobiernos de España y Portugal acordaron estudiar la construcción de un nuevo gasoducto que conectara el norte de Portugal con el de España (Zamora); el gaseoducto MIDCAT, que discutimos más adelante, constituiría la tercera interconexión con Francia.

[8]Que el segmento de comercialización de una empresa se dedique al aprovisionamiento de materia prima puede ser sorprendente para quien esté familiarizado con el esquema de funcionamiento del sistema eléctrico, donde son los productores quienes se aprovisionan de materia prima; el funcionamiento del sistema gasista es similar, pero hay diferencias que se explicarán en las siguientes secciones.

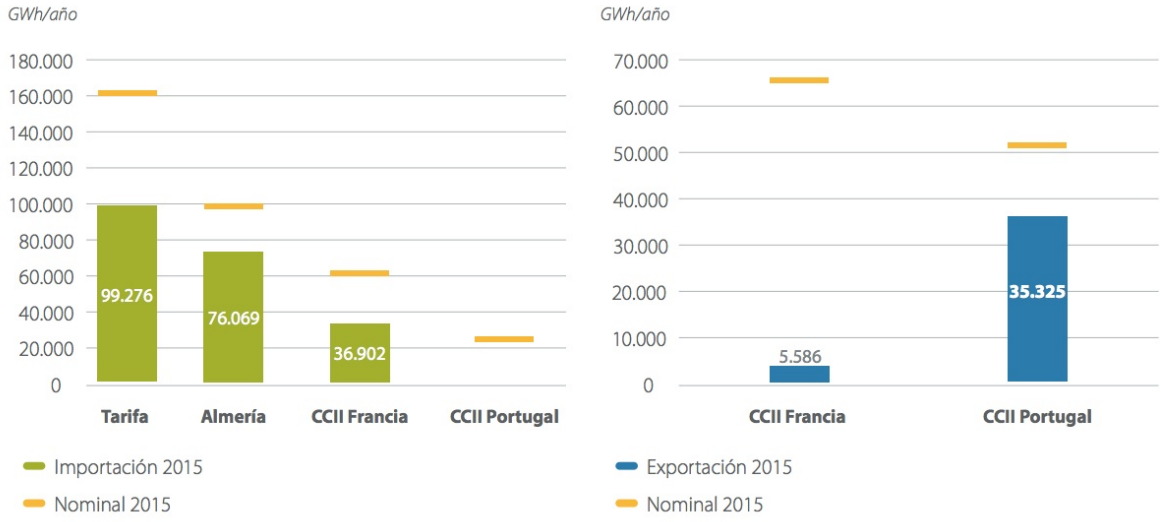

Figura 1.5: Movimientos en conexiones internacionales ("CCII Francia" y "CCII Portugal" engloban las dos conexiones con Francia y Portugal respectivamente; "Nominal"se refiere a la capacidad máxima) [7].

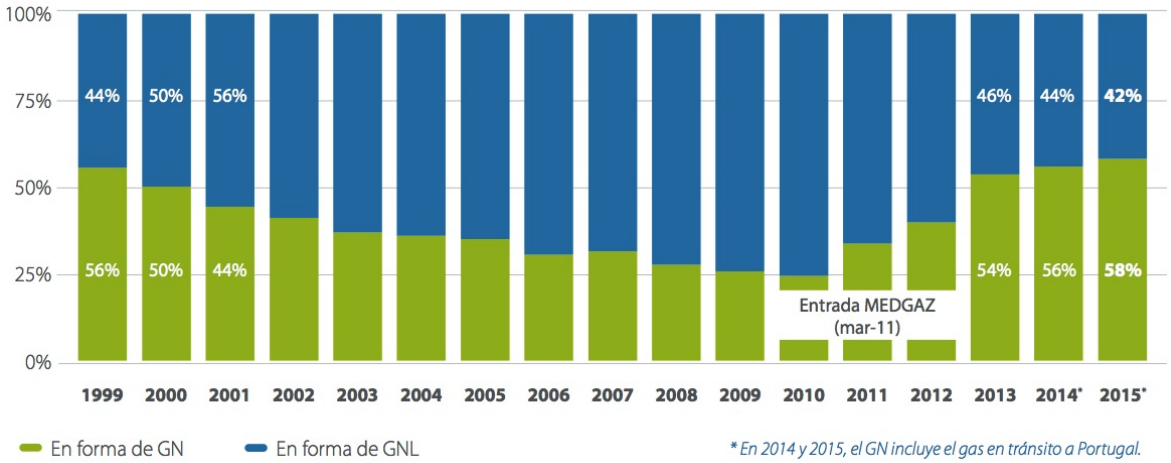

Figura 1.6: Evolución de las importaciones por tipo de suministro [7].

zadora), como se muestra en la figura 1.7. Le siguen a mucha distancia Endesa, Iberdrola y Cepsa, que suman alrededor de un 20 % entre las tres. El sexto restante se lo reparten otras grandes compañías.

1.2. Regasificación

Llevada a cabo en las plantas de regasificación, se trata de una actividad consistente en transformar el gas natural en estado líquido, descargado por buques metaneros, a estado

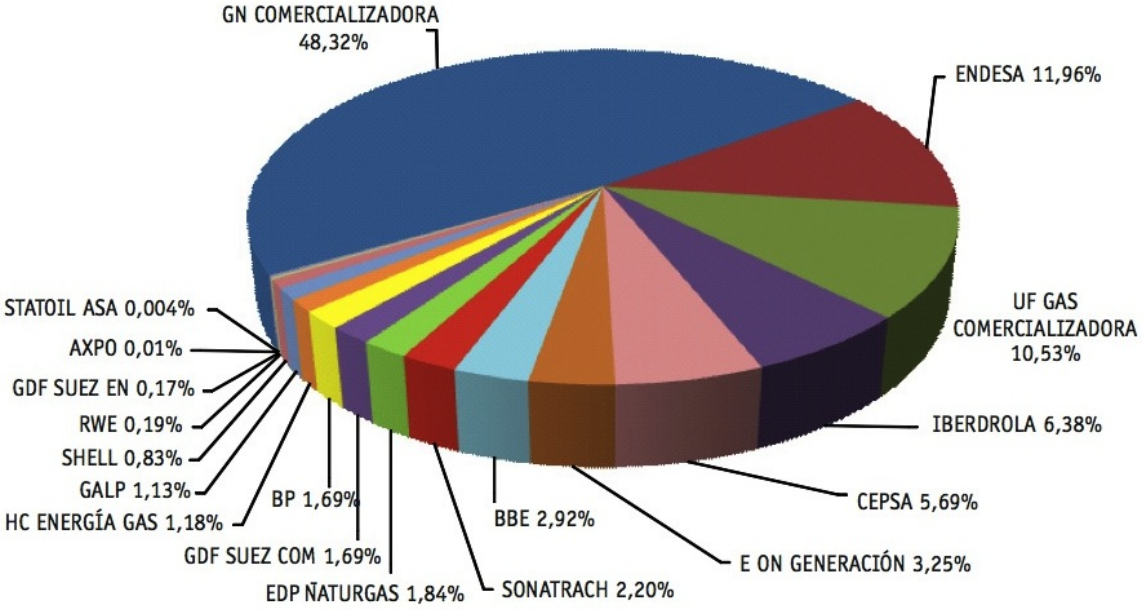

Figura 1.7: Cuota de aprovisionamiento por empresa comercializadora en 2012 [3].

gaseoso, y de introducirlo después en la red de gasoductos de transporte.

De las 6 plantas regasificadoras operativas (Barcelona, Sagunto y Cartagena en la costa mediterránea; Huelva, Mugardos[9] y Bilbao en las costas atlántica y cantábrica) tres de ellas son titularidad de la empresa Enagás, y otras dos (Bilbao y Sagunto) lo son en parte. Las de Barcelona, Cartagena y Huelva entraron en operación entre 1969 y 1989; las de Bilbao, Sagunto y Mugardos, entre 2003 y 2007. No obstante, la mayoría ha sufrido ampliaciones durante esta década. A estas seis habría que sumar la planta de regasificación de El Musel, propiedad de Enagás, hibernada debido al exceso de capacidad del sistema gasista, como discutiremos más adelante. Enagás posee, por tanto, la práctica totalidad de la capacidad de regasificación en la Península Ibérica, y está construyendo dos plantas regasificadoras en Canarias[10].

[9]La empresa Reganosa (propiedad al 50 % del Grupo Tojeiro y al 25 % del Gobierno de Galicia) opera una planta regasificadora situada en Mugardos, al fondo de la ría de Ferrol. El proyecto ha estado envuelto en polémica desde el comienzo, puesto que se considera que su puesta en marcha y funcionamiento incluye numerosas irregularidades, como la violación de la Ley de Costas, y existen varios procesos judiciales en marcha ante las autoridades nacionales y europeas. Aún así obtuvo su permiso de construcción en 2004 y entró en funcionamiento en 2007. El día en que estaba prevista la entrada del primer buque metanero, una movilización de embarcaciones bloqueó la entrada en la boca de la ría de Ferrol durante días a modo de protesta. En abril de 2016, la autorización fue anulada por el Tribunal Constitucional, pero Reganosa volvió a solicitar una autorización administrativa, que fue tramitada de urgencia, y le fue otorgada en julio [8].

[10]Adicionalmente, el Grupo Villar Mir planteó construir una planta regasificadora en Palos de la Frontera (Huelva) que estuviera exenta de dar servicio a terceros (lo cual está en contradicción con los fundamientos del funcionamiento del sistema gasista que discutiremos en el siguiente capítulo); inicialmente la Comisión Nacional de la Energía dio dictamen "no desfavorable" a dicha exención acogiéndose a su efecto favorable en la liquidez del mercado del gas, siguiendo la Directiva 2009/73/CE; no obstante, posteriormente desaconsejó su construcción debido al sobredimensionamiento del sistema, y la Secretaría de Estado de Energía denegó la solicitud.

País	Nº de tanques	Capacidad total m^3 de GNL
Bélgica	4	380.000
Francia	9	840.000
Grecia	2	130.000
Italia	8	453.125
Holanda	3	540.000
Portugal	3	390.000
España	25	3.316.500
Turquia	5	575.000
Reino Unido	15	2.095.000

Figura 1.8: Plantas de regasificación europeas y capacitad total por países [9].

Cabe mencionar que España es, con diferencia, el país de Europa con mayor capacidad de regasificación (concentra un tercio de la capacidad regasificadora europea, como se observa en la figura 1.8, y Enagás es la compañía con más plantas de regasificación del mundo [10]). Esto podría estar originalmente relacionado con su insularidad, y con la dificultad para garantizar su abastecimiento solo a través de gasoductos, pero actualmente también forma parte de una estrategia destinada a convertir a España en punto de entrada del GNL a Europa, como veremos en el capítulo 7.

Adicionalmente, hay que destacar que varias empresas españolas poseen una flota de barcos metaneros y participan en plantas de licuefacción en los países productores de gas natural.

1.3. Transporte

El transporte de gas natural en España está articulado en siete ejes principales, que pueden verse en la figura 1.1:

- Eje Mediterráneo: Barcelona - Cartagena.
- Eje Central: País Vasco - Huelva.
- Ruta de la Plata: Oviedo - Almendralejo.
- Valle del Ebro: Tivissa - Haro.

- Eje Al Andalus - Gasoducto de Extremadura: Tarifa - Badajoz.
- Eje Norte - Noroeste: Burgos -Tuy.
- Eje Transversal: Alcázar de San Juan - Montesa.

De los 13.000 km de gasoductos de transporte en España, tres cuartas partes pertenecen a Enagás, un 10 % al Grupo Gas Natural, otro 10 % al grupo NUBIA 2000 (al que pertenece Endesa Gas Transportista), y el resto a otras empresas[11].

Empresa	Km de gasoducto	Porcentaje (%)
Grupo Enagás	**9.965,23**	**76,38%**
ENAGAS, S.A.	9.964,09	76,37%
Gasoducto Escombreras S.L.	1,14	0,01%
Grupo Gas Natural	**1.165,83**	**8,94%**
Cegas, S.A.	196,37	1,51%
Gas Andalucía S.A.	151,71	1,16%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	144,56	1,11%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	673,19	5,16%
Grupo NUBIA 2000	**1.598,55**	**12,25%**
Endesa Gas Transportista, S.L.	663,33	5,08%
Gas Aragon, S.A	155,83	1,19%
Transportista Regional del Gas, S.A.	332,95	2,55%
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	446,44	3,42%
INDEPENDIENTES	**317,13**	**2,43%**
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	7,43	0,06%
Reganosa	129,62	0,99%
Gas Extremadura Transporte, S.L.	180,08	1,38%
TOTAL	**13.046,75**	**100,00%**

Figura 1.9: Empresas con activos de transporte en 2012 [3].

1.4. Almacenamiento

En razón de la seguridad de suministro, las empresas comercializadoras y los consumidores directos están obligados a mantener un nivel mínimo de existencias de gas (correspondientes al consumo previsto para 20 días de acuerdo a las estadísticas del año anterior[12]). Además de para eso, también es necesario para ajustar el suministro de gas a la demanda, dado que el GN llega de forma no muy modulable por gasoductos, mientras el que el GNL lo hace

[11] No es por tanto un monopolio completo, a diferencia del de Red Eléctrica de España en transporte de electricidad.

[12] Estas estadísticas son realizadas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). Se habla de consumo "firme".

en forma de entregas puntuales en plantas regasificadoras[13]. Finalmente, como veremos, en contextos internacionales de gas barato, las empresas pueden estar interesadas en mantener almacenado el gas procedente de contratos a largo plazo y comprar y utilizar gas proveniente de mercados a corto plazo.

El gas, en estos casos, se almacena en el subsuelo aprovechando antiguos yacimientos o se inyecta en acuíferos profundos o en cavidades generadas en formaciones salinas. Enagás gestiona tres almacenamientos subterráneos: el de Serrablo en Huesca, el de Gaviota en las costas de Bizkaia y el de Yela en Guadalajara, mientras que Gas Natural opera las instalaciones de Marismas[14], en Huelva [11].

A modo de ejemplo del uso de las instalaciones, en 2015 la campaña de inyección de gas en almacenamientos comenzó el 1 de abril y concluyó a finales de octubre (coincidiendo con la evolución temporal de la demanda de gas por parte de los consumidores, como veremos en la sección 1.7). Durante este periodo, la inyección acumuló algo más de 7 GWh, y el nivel de llenado alcanzó el 76 % de la capacidad útil. La capacidad final contratada en los almacenamientos subterráneos durante 2015 ascendió a casi 25 GWh, una cifra equivalente a 25 días de la demanda diaria nacional invernal media gasista de ese año. Como máximo, el sistema gasista español podría almacenar alrededor del 20 % del consumo anual, una cantidad que está en la media europea [12].

A ese respecto, cabe mencionar que en España, conectada a la escasez de yacimientos de gas natural, hay también cierta escasez de emplazamientos para el almacenamiento subterráneo de gas. Por otro lado, debido al importante papel del GNL en el suministro nacional, la capacidad de almacenamiento de los tanques de plantas de regasificación es mayor que en otros países, y estos juegan por tanto un papel no despreciable en el almacenamiento de gas a corto plazo. A finales de 2016, las existencias de gas del sistema se repartían entre almacenamientos subterráneos (64 %), plantas de regasificación (27 %) y gasoductos (9 %) [13].

1.5. Distribución

Como otros segmentos del sector gasista, la distribución es un monopolio natural, debido a que no tiene sentido económico duplicar las redes que suministran al cliente final. En el caso de la distribución, esto se manifiesta de forma notable, ya que la propiedad de las redes de distribución (de una longitud total alrededor de 70.000 km) está segmentada regionalmente en España, con una empresa dominante por provincia. A su vez, estas distribuidoras pertenecen a unos pocos grupos empresariales que, de este modo, tienen presencia a nivel nacional. La figura 1.10 es un mapa que representa el grupo empresarial dominante por provincia.

[13] Un barco metanero es capaz de transportar entre 75.000 y 200.000 m^3, lo que equivale a entre 509,1 y 1357,6 GWh ($1m^3$=6,788 MWh). Las importaciones de 2015 equivalen a entre 150 y 200 buques. Existen unos cuantos cientos de buques metaneros en el mundo [2].

[14] Estas instalaciones están en las inmediaciones del Parque Nacional de Doñana, razón por la cual su ampliación ha provocado protestas, como discutimos en la sección 7.7.

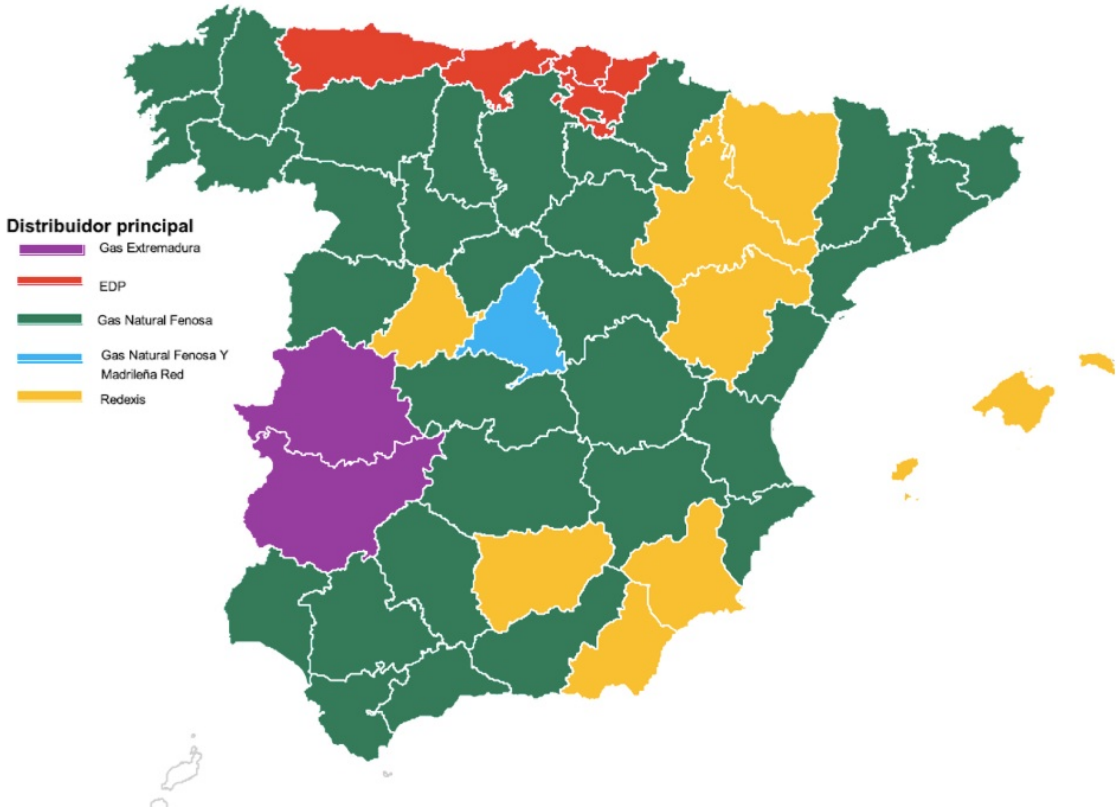

Figura 1.10: Grupo distribuidor con mayor cuota en cada provincia, medida en puntos de suministro [14].

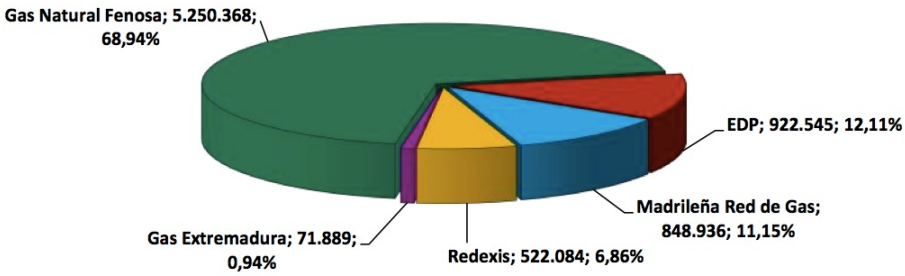

Figura 1.11: Porcentaje de puntos de suministro por grupo de distribuidoras [14].

Así, más de dos tercios del negocio de distribución (medido a través del número de puntos de suministro que tiene la empresa) corresponden al Grupo Gas Natural, como se muestra en la figura 1.11. El tercio restante corresponde en su práctica totalidad al Grupo EDP, a Madrileña de Gas y a Redexis[15].

[15]Redexis es la denominación social de Endesa Gas tras su compra por Goldman Sachs en 2013.

1.6. Comercialización

Desde 2008, la venta de gas a los consumidores es responsabilidad de las empresas comercializadoras (como veremos más adelante, sustituyen en ese cometido a las distribuidoras y hacen uso de sus instalaciones). Pese a existir, según la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC), del orden de 100 empresas comercializadoras, algo más de la mitad de la cuota de mercado corresponde a Gas Natural y Unión Fenosa Gas, un cuarto a Endesa, Iberdrola y Cepsa, y el resto a otras empresas. Este reparto puede apreciarse en la figura 1.12. El índice de Herfindahl-Hirschman, habitualmente utilizado para medir la concentración de mercado, indica que esta está en el límite entre moderada y alta (HHI=2,46, donde 0 representa competencia perfecta, más de 5 muy alta concentración y 10 indica monopolio), y es comparable a los países de nuestro entorno [15].

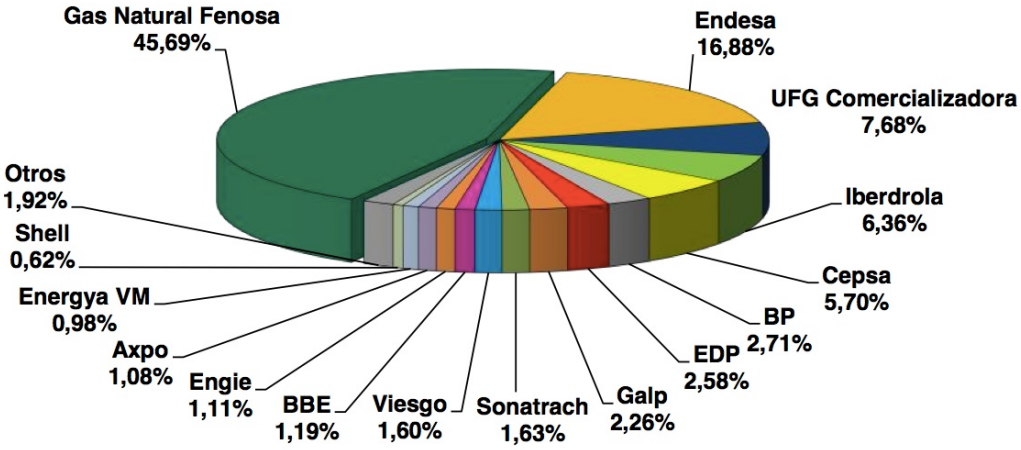

Figura 1.12: Cuota de mercado de las comercializadoras por volumen de ventas [16].

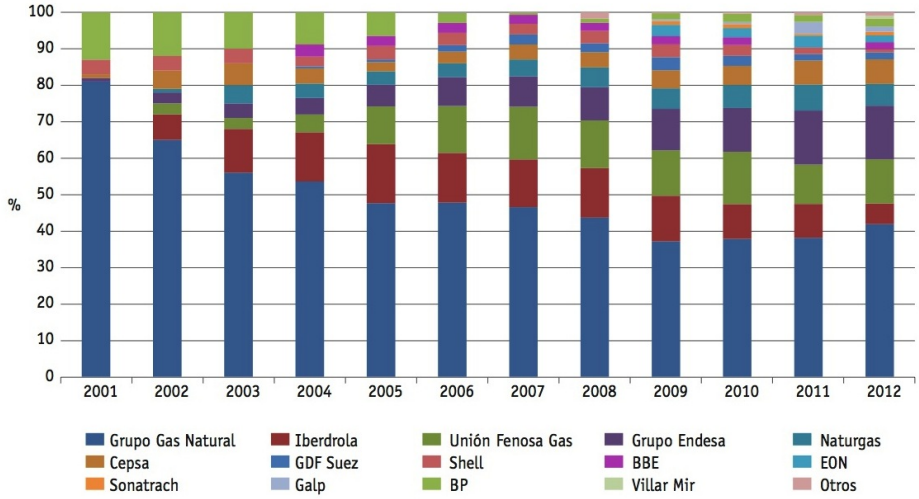

Figura 1.13: Evolución de la cuota de mercado de las comercializadoras en el mercado libre [16].

Cabe destacar que en 2001, como se muestra en la figura 1.13, el Grupo Gas Natural comercializaba el 80 % del gas natural, y la cuota de Endesa e Iberdrola era despreciable. En 2008, tras la OPA de Gas Natural sobre Fenosa, el grupo resultante tuvo que transferir casi un millón de clientes a otras comercializadoras, de acuerdo a lo exigido por Competencia.

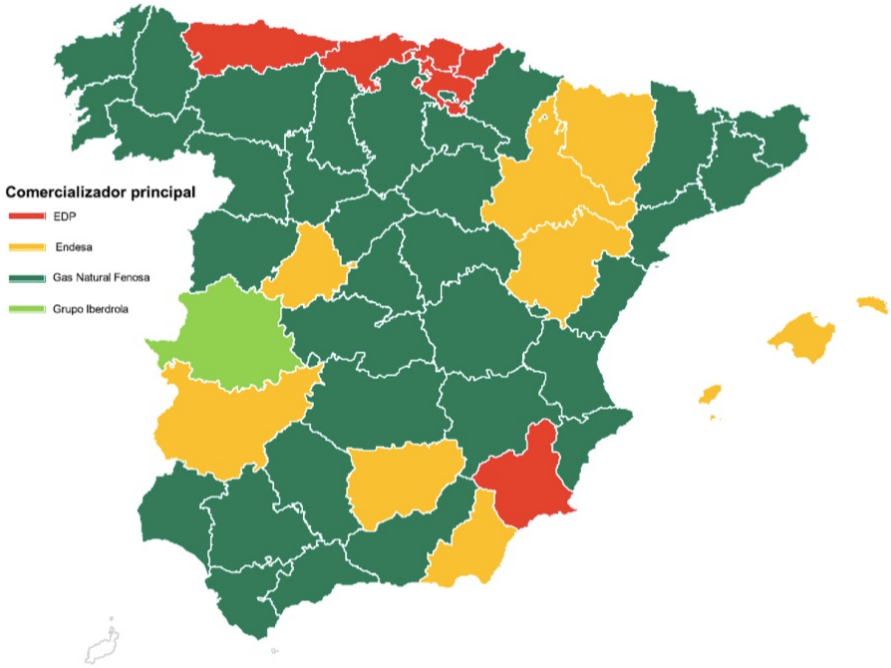

Figura 1.14: Grupo comercializador con mayor cuota en cada provincia, medida en puntos de suministro [16].

El efecto que tiene la integración vertical de las empresas gasistas se hace evidente en este segmento: en el mapa de la figura 1.14, las comercializadoras con mayor cuota de mercado en cada región tienden a ser aquellas que son también propietarias de las redes de distribución, como se puede observar comparando la figura 1.10.

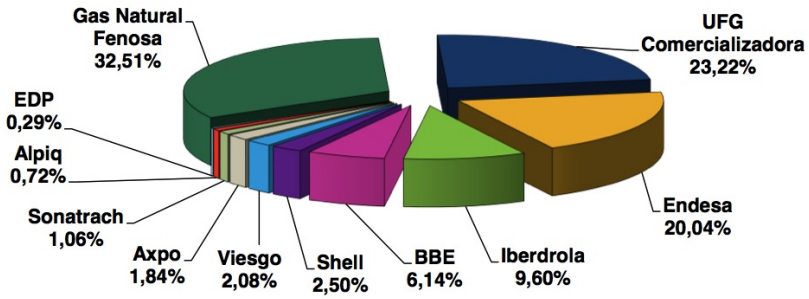

Figura 1.15: Cuota de mercado de ventas para generación de electricidad [16].

Finalmente, puede verse que la comercialización a empresas generadoras de electricidad está dominada por el Gas Natural Fenosa y Unión Fenosa, siendo el peso de Unión Fenosa bastante grande.

1.7. Consumo

En los últimos años, la demanda anual de gas natural es del orden de 300 TWh. De estos, un 20 % corresponde a generación de electricidad. El resto de la demanda se denomina "demanda convencional". Un 60 % de la demanda total (tres cuartas partes de la demanda convencional) corresponde a la industria[16], distribuida en varios sectores, como vemos en la figura 1.16.

TWh	2014	2015 Cierre	Δ 2015 vs. 2014	
			TWh/año	(%)
Convencional	250	**254**	**4**	**1,6%**
D/C pymes	57	**61**	**4**	**7,0%**
Industrial	182	**182**	**0**	**0,1%**
Cisternas	11	**11**	**0**	**-1,3%**
S. Eléctrico	52	**61**	**9**	**18,2%**
Total	**302**	**315**	**13**	**4,4%**

Sector	2015	Δ 2015 vs. 2014	
	TWh	TWh/a	%
Refino	40,3	-1,5	-4%
Química/Farmaceútica	27,1	0,2	1%
Electricidad	21,7	-1,2	-5%
Agroalimentaria	20,1	0,4	2%
Construcción	18,8	0,0	0%
Resto industria	15,4	-0,3	-2%
Papel	15,2	0,4	3%
Metalurgia	12,4	2,3	23%
Servicios	8,0	0,5	6%
Textil	1,6	0,0	0%
Sin Identificar	1,7	-0,6	-26%
Total	**182,4**	**0,1**	**0,1%**

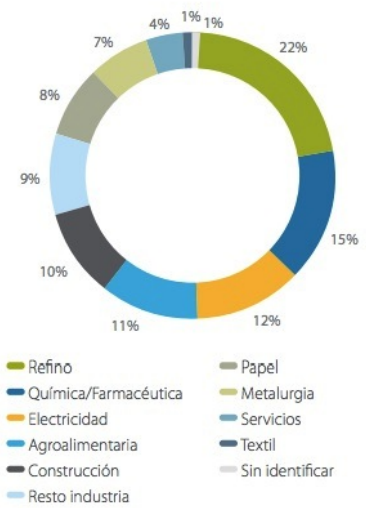

Figura 1.16: Reparto de la demanda de gas (arriba) y peso de cada sector en la demanda industrial (debajo). Las cisternas indican la demanda para regasificacíon en plantas satélite [7].

[16] Muy por encima de la media europea, que es de alrededor del 25 %, debido al mayor consumo doméstico [7].

La figura 1.17 representa, a lo largo del año, la evolución de los diferentes tipos de demanda. Puede observarse que la contribución del sector eléctrico a la demanda de gas es más o menos constante, mientras que la del resto de clientes varía casi un factor 2 entre verano (momento en el cual el gas se almacena) e invierno. Sobre esa variación anual, es posible observar la periodicidad semanal: la demanda convencional cae un 20 % durante el fin de semana y días festivos, mientras que la proveniente del sistema eléctrico se reduce prácticamente a la mitad.

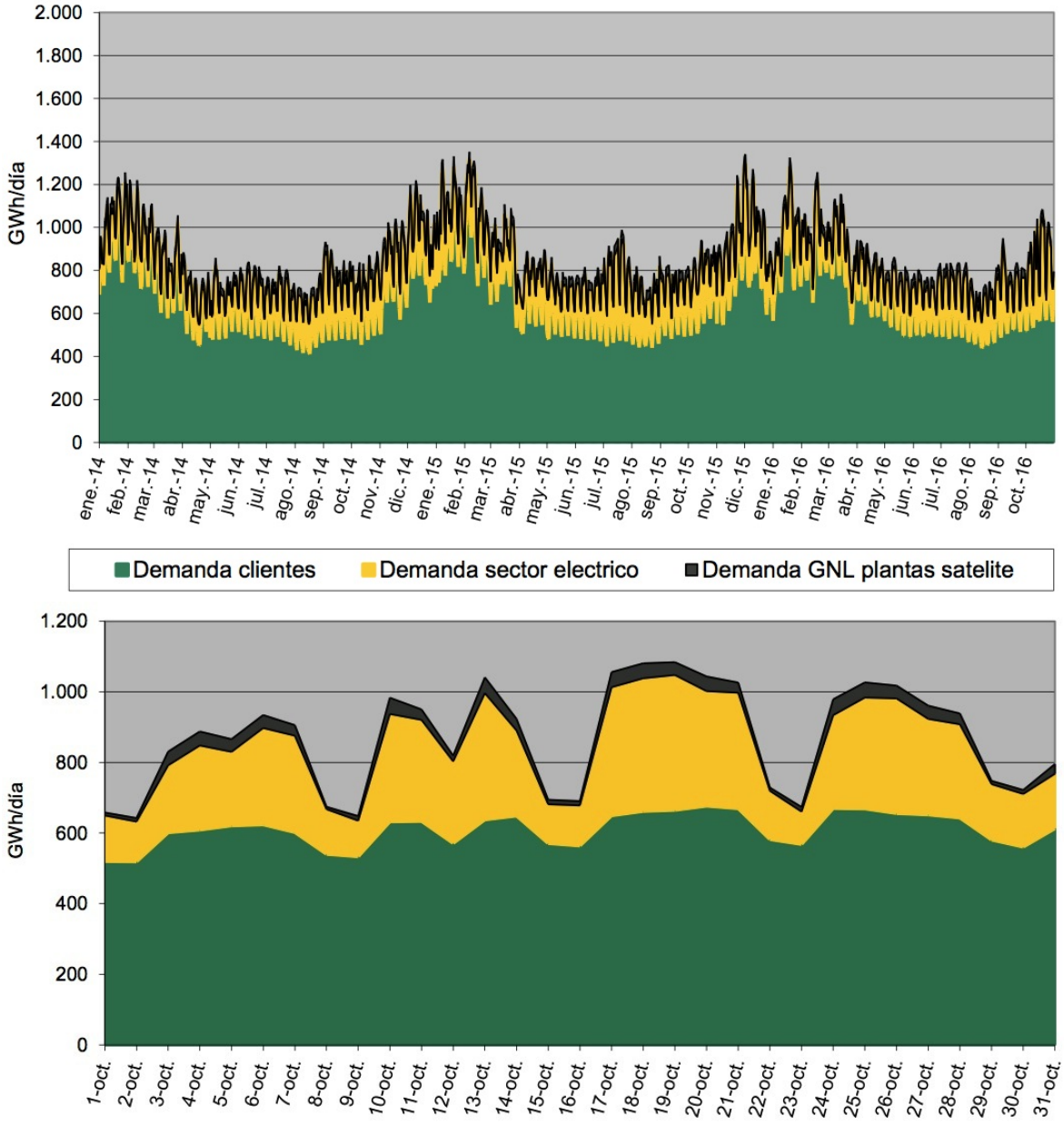

Figura 1.17: Evolución temporal de la demanda [4].

De cara a la facturación, conviene mencionar que los consumidores se distribuyen en varios

grupos tarifarios, como se observa en la figura 1.18, atendiendo principalmente a la presión y cantidad del gas suministrado. Los hogares suelen inscribirse en los grupos 3.1 y 3.2, con entre tres y cuatro millones de consumidores cada uno, que consumen el 10 % de la energía total demandada; el resto de demanda corresponde a unos cientos de consumidores del grupo 1 y a unos miles de consumidores del grupo 2.

Escalones de consumo	2011 Total
Grupo 1 (Presión >60 bares)	
1.1: Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	1.343.798,08
1.2: Consumo superior a 200 GWh/año e inferior o igual a 1.000 GWh/año.	17.191.207,25
1.3: Consumo superior a 1.000 de GWh/año.	120.205.160,40
TOTAL GRUPO 1	**138.740.165,72**
Grupo 2 (Presión >4 bares y =< 60 bares)	
2.1: Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	204.732
2.2: Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	2.674.789
2.3: Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	13.037.699
2.4: Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	22.354.451
2.5: Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	55.241.030
2.6: Consumo superior a 500 GWh/año.	42.869.602
TOTAL GRUPO 2	**136.382.303**
Grupo 2 BIS (Presión =< 4 bares)	
2.1 bis: Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	6.397
2.2 bis: Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	842.673
2.3 bis: Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	991.075
2.4 bis: Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	8.587
2.5 bis: Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	
2.6 bis: Consumo superior a 500 GWh/año.	
TOTAL GRUPO 2 BIS	**1.848.732**
Grupo 3 (Presión =<4 bares)	
3.1: Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	9.068.157
3.2: Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	31.433.668
3.3: Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.	1.335.085
3.4: Consumo superior a 100.000 kWh/año hasta 1 GWh.	16.887.589
3.5: Consumo superior a 1 GWh/año.	4.084.747
TOTAL GRUPO 3	**62.809.246**
Grupo 4 (Interrumpible)	
(Presión > 60 bares)	
4.1.Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	0
4.2.Consumo ia 200 GWh/año.e inferior o igual a 1000 GWh/año.	18.222
4.3:consumo superior a 1000 GWh/año.	12.874.148
(Presión >4 bares y =< 60 bares)	
4.4.Consumo inferior o igual a 30 GWh/año.	10.807
4.5.Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	11.335
4.6:Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	998.836
4.7: Consumo superior a 500 GWh/año.	1.615.986
TOTAL GRUPO 4	**15.529.334**
Peaje temporal de Materia Prima	**6.293.641**
Planta satélite para un solo consumidor	**12.879.573**
TOTAL GENERAL	**374.482.995**

Escalones de consumo	2011 Total
Grupo 1 (Presión >60 bares)	
1.1: Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	18
1.2: Consumo superior a 200 GWh/año e inferior o igual a 1.000 GWh/año.	32
1.3: Consumo superior a 1.000 de GWh/año.	58
TOTAL GRUPO 1	**108**
Grupo 2 (Presión >4 bares y =< 60 bares)	
2.1: Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	687
2.2: Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	1.399
2.3: Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	1.068
2.4: Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	465
2.5: Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	283
2.6: Consumo superior a 500 GWh/año.	40
TOTAL GRUPO 2	**3.942**
Grupo 2 BIS (Presión =< 4 bares)	
2.1 bis: Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	2
2.2 bis: Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	431
2.3 bis: Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	120
2.4 bis: Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	1
2.5 bis: Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	
2.6 bis: Consumo superior a 500 GWh/año.	
TOTAL GRUPO 2 BIS	**554**
Grupo 3 (Presión =<4 bares)	
3.1: Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	3.652.270
3.2: Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	3.551.639
3.3: Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.	22.874
3.4: Consumo superior a 100.000 kWh/año hasta 1 GWh.	46.279
3.5: Consumo superior a 1 GWh/año.	257
TOTAL GRUPO 3	**7.273.319**
Grupo 4 (Interrumpible)	
(Presión > 60 bares)	
4.1.Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	
4.2.Consumo ia 200 GWh/año.e inferior o igual a 1000 GWh/año.	1
4.3:consumo superior a 1000 GWh/año.	5
(Presión >4 bares y =< 60 bares)	
4.4.Consumo inferior o igual a 30 GWh/año.	
4.5.Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	
4.6:Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	3
4.7: Consumo superior a 500 GWh/año.	2
TOTAL GRUPO 4	**11**
Peaje temporal de Materia Prima	**2**
Planta satélite para un solo consumidor	**565**
TOTAL GENERAL	**7.278.501**

Figura 1.18: Consumo en MWh (izquierda) y número de consumidores (derecha) por grupo tarifario en 2012 [3].

De hecho, el consumo de gas natural por habitante en el sector residencial español es un tercio de la media europea, y es muy bajo incluso comparado con el de países de similares condiciones climáticas como Italia, como se puede ver en la figura 1.19. Un tercio de los hogares no tiene acceso al gas natural.

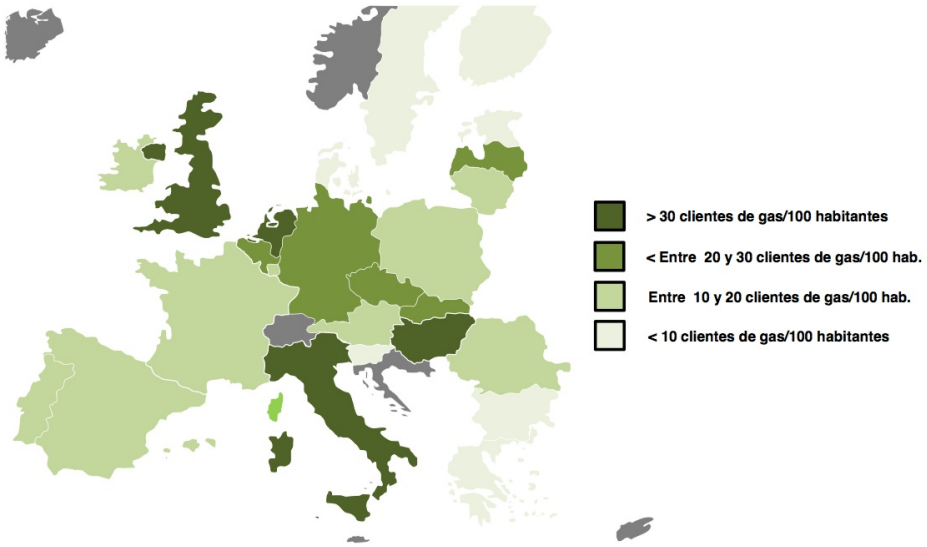

Figura 1.19: Índice de gasificación en Europa [16].

Dentro de España, el consumo por habitante está distribuido de manera heterogénea. En la figura 1.20 se muestra el consumo por cliente en cada provincia.

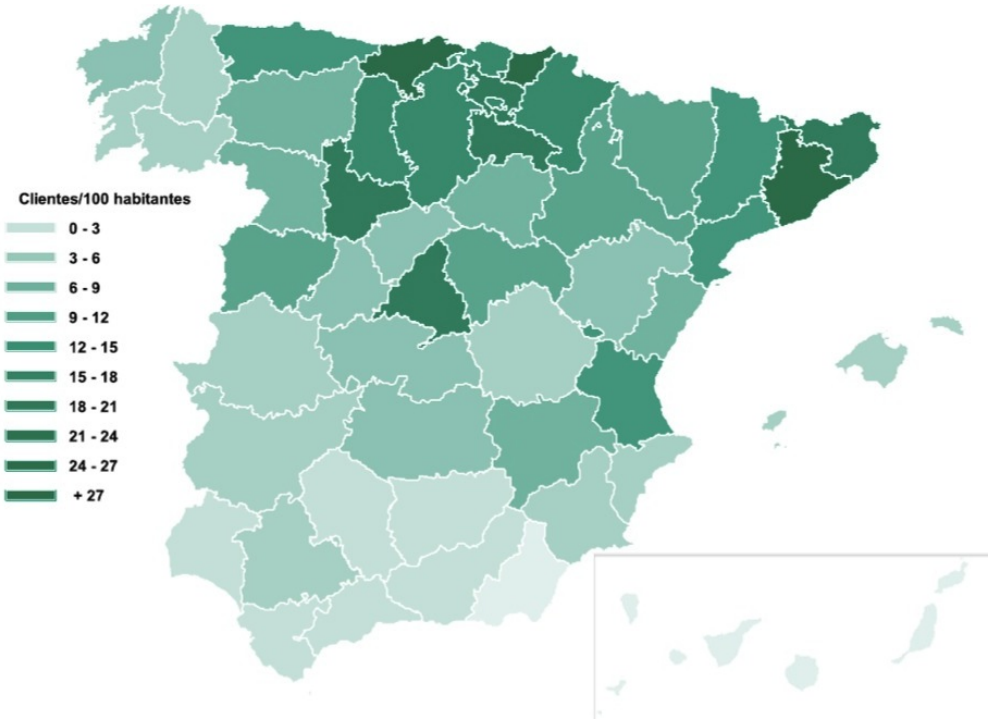

Figura 1.20: Número de consumidores por cada 100 habitantes [16].

1.7.1. Pobreza energética

Los dos criterios más habitualmente utilizados para determinar que un hogar se encuentra en situación de pobreza energética son los siguientes:

- Que el hogar sea incapaz de mantener una temperatura adecuada en la vivienda en invierno. Según este criterio, y de acuerdo con los datos del último informe de la Asociación de Ciencias Ambientales, en 2014 había más de 5 millones de personas en situación de pobreza energética en España [17].
- Que más del 10 % de los ingresos del hogar se dediquen al pago del consumo de energía doméstico (principalmente electricidad, calefacción y agua caliente). Según los datos del mismo informe, en España había más de 6 millones de personas en esta situación.

Además, el efecto que el fenómeno de la pobreza energética tiene en la salud es muy grave: se estima que en 2014 unas 7.000 muertes prematuras estuvieron relacionadas con la pobreza energética. Esta cifra se calcula a partir de la tasa de mortalidad adicional de invierno (el número de muertes adicionales en los meses fríos, de noviembre a marzo, con respecto al resto del año, según el INE) y estimando la fracción que es atribuible a la pobreza energética (valorada en el 30 % a partir de datos de la OMS [18]).

Finalmente, el número de cortes de suministro de gas natural por impago tuvo su pico en 2013, cuando fue de 75.000 (lo cual, para algo más de 7 millones de consumidores, representa aproximadamente un 1 corte por cada 100 clientes). Esto significó que en 2013 prácticamente se duplicó el número de cortes por impago realizados en 2012, ligeramente por encima de 40.000. En 2014, esta cantidad bajó a 66.000, y en 2015 a 58.000 [16]. La mayor parte de los cortes fueron al grupo tarifario 3, en el que se encuadran pequeños consumidores, incluyendo hogares.

Capítulo 2

Evolución, normativa relevante y esquema de funcionamiento del sistema gasista

El sistema gasista español, a diferencia de otros sistemas como el eléctrico, tiene apenas medio siglo de historia, puesto que la gasificación a gran escala del país comenzó en la década de los setenta, años en que se exploraron los primeros yacimientos en territorio español y se construyeron las primeras plantas de regasificación y los primeros gasoductos. La actual conformación del sistema gasista data de los noventa, década en que, tras la privatización parcial del sector, se produjo la liberalización de su funcionamiento. Ha sido durante el siglo XXI cuando se ha acelerado la construcción de infraestructura gasista.

2.1. Hitos del sector gasista

En esta sección se enuncia una selección de los principales hitos del sistema gasista durante el siglo pasado. Más detalles, incluyendo una infografía animada con la evolución año a año de la infraestructura gasista puede encontrarse en la página web de Enagás [19, 11]:

- **1969**: Puesta en marcha de la planta de regasificación de Barcelona, suministrada por Libia, y del primer barco metanero español, "El Laietà".
- **1972**: Creación de la Empresa Nacional del Gas (ENAGÁS), perteneciente al Estado.
- **1975**: Redacción del primer Plan de Gasificación.
- **1978**: Sondeos en busca de gas natural en la provincia de Huesca.
- **1979**: Entrada en funcionamiento del primer tramo del gasoducto Bilbao-Barcelona-Valencia.
- **1984**: Comienzo de la explotación del yacimiento Serrablo, Huesca.
- **1985**: Firma del protocolo del gas, con la "unánime voluntad de incrementar la participación de gas en el consumo energético nacional".

- **1987**: Conexión de la ciudad de Madrid al sistema gasista.
- **1989**: Agotamiento del yacimiento Serrablo y comienzo de su uso como almacén subterráneo.
- **1991**: Creación de Gas Natural S.D.G., a partir de la fusión de Catalana de Gas, Gas Madrid y la privatización de los activos de distribución de REPSOL.
- **1993**: Primera conexión por gasoducto con Francia (Larrau).
- **1994**: Venta de Enagás a Gas Natural.
- **1996**: Primera conexión por gasoducto con Argelia (Magreb-Europa).
- **2002**: Puesta en marcha de las primeras centrales de ciclo combinado.

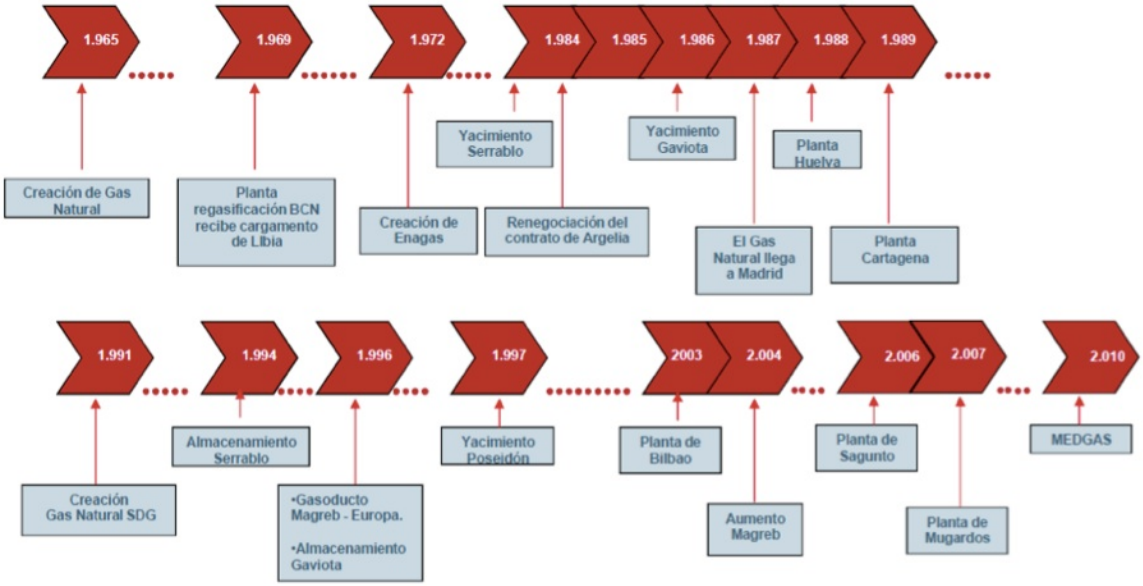

Figura 2.1: Hitos del sistema gasista español [12].

2.2. Normativa relevante

Copiamos aquí los párrafos de la introducción de la sección de gas natural del informe de la CNMC titulado "Información básica de los sectores de la energía 2014" [3], por constituir un interesante repaso general a la normativa que ha conformado el sector gasista actual, y remarcamos en negrita los elementos más interesantes para nuestro análisis:

La industria del gas natural en España ha experimentado [en las últimas dos décadas] cambios relevantes en su estructura y funcionamiento, motivados en buena medida por la adaptación de su marco regulatorio a los principios establecidos en las ***Directivas Europeas sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural -Directiva 1998/30/CE, Directiva 2003/55/CE y la última Directiva 2009/73/CE- y sus Reglamentos asociados****. La progresiva incorporación de las nuevas disposiciones establecidas en el último paquete legislativo de la UE en materia energética -tercero- intensificarán esos cambios.* ***El objetivo último perseguido por la Regulación Europea es crear el marco necesario para el funcionamiento de un mercado interior de gas [...], erigido sobre la base de la competencia efectiva entre agentes, la seguridad de suministro y la transparencia.***

A nivel nacional se han venido desarrollando e incorporando estos principios en diversos desarrollos legislativos, propiciando en paralelo una evolución profunda del negocio gasista. ***La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos*** *[que sucedió a la Ley 21/1974, de 27 de junio] supuso una modificación fundamental del modelo de mercado de gas, desarrollando el marco necesario para la promoción de la competencia entre agentes, y la separación de las diversas actividades que conforman el negocio. El marco regulatorio actual propugna la* ***separación de las distintas actividades reguladas de las liberalizadas a fin de garantizar la eficiencia y la competencia entre los distintos agentes del mercado****.*

El acceso de terceros a las instalaciones de la Red Básica y a las instalaciones de transporte y distribución de gas natural *está garantizado por la legislación, por motivos de eficiencia para el conjunto del sistema, debido a su carácter de monopolio natural. La contraprestación por el uso de dichas instalaciones viene determinada por los peajes que son aprobados por el Gobierno, para el conjunto de infraestructuras del territorio español.*
La Ley 12/2007, de 2 de julio*, con la que se modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural,* ***profundiza en la separación jurídica y funcional*** *de las denominadas actividades de red, de las actividades de producción y suministro, eliminando la posible competencia entre distribuidores y comercializadores en el sector de suministro con la* ***desaparición de las tarifas para suministro por el distribuidor y la creación de una tarifa de último recurso****. Asimismo, se refuerza la independencia del Gestor Técnico del Sistema, exigiendo la separación jurídica y funcional de éste, y se crea la Oficina de Cambios de Suministrador, al objeto de garantizar que el derecho de cambio de suministrador se ejerza bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.*

Cabe mencionar que la Directiva 2003/55/CE calificaba como "importante distinguir entre la separación jurídica y la separación de la propiedad"; consideraba necesaria la primera. Explícitamente, decía "estas normas no crearán ninguna obligación de separar la propiedad de los activos del sistema de transporte de la empresa integrada verticalmente de sus filiales".

En el año 2012 se aprobó el ***Real Decreto-ley 13/2012****, que modifica la Ley 34/1998 en materia de mercado interior de gas, avanzando en la separación de las funciones de los agentes, en particular de los gestores de red. Entre las modificaciones más destacadas se incluye la exigencia de la* ***separación efectiva de cualquier actividad de suministro y/o producción de la actividad de transporte****. Asimismo, se introducen* ***medidas encaminadas a evitar la divergencia entre la capacidad de las infraestructuras y la demanda****, motivo por el cual se paralizaron la mayor parte de las infraestructuras previstas en la Península.*

Con posterioridad a dicho informe, cabe destacar la **Ley 8/2015, de 21 de mayo**, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y que se centra en el mercado secundario, el cual

abarca todas las transacciones que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista entre importadores de gas en origen y otros comercializadores [...] de cara a sus necesidades de suministro a los consumidores finales. En el sistema gasista español no existe un mercado secundario organizado [...] Mediante la presente Ley se constituye un ***mercado mayorista organizado y se designa al operador del mercado organizado de gas****. Este mercado, cuando esté completamente desarrollado reflejará una señal de precios transparente, facilitará la entrada de nuevos comercializadores dinamizadores del mercado y, por tanto,* ***incrementará la competencia en el sector****.*

Cabe destacar que la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos (así como la Ley 12/2007 que la modifica) tiene muchos elementos en común con la Ley 54/1997 del sector eléctrico (y con la Ley 17/2007 que la modifica a su vez) [20]: responden a los mismos objetivos y dan lugar a un sistema con una estructura y funcionamiento similares, como veremos en la siguiente sección. Otro tanto ocurre con las directivas europeas: por ejemplo, la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural son coetáneas y tienen párrafos enteros en común.

2.2.1. Pobreza energética

La directiva 98/30/CE, afirmaba que:

Para garantizar la seguridad de suministro, la protección del consumidor y la protección del medio ambiente, para algunos Estados miembros puede ser necesaria la imposición de obligaciones de servicio público.

No obstante, a este respecto, cabe recordar que la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos, que transpone la directiva, dice en su exposición de motivos:

Se suprime en el sector del gas la consideración de servicio público. Se estima que el conjunto de las actividades reguladas en esta Ley no requieren de la presencia y responsabilidad del Estado para su desarrollo. No obstante, se ha mantenido para todas ellas la consideración de actividades de interés general.

y la única referencia a los cortes de suministro es:

En las condiciones que reglamentariamente se determine podrá ser suspendido el suministro de combustibles gaseosos por canalización a los consumidores privados sujetos a tarifa cuando hayan transcurrido dos meses desde que se les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo.

De hecho, mientras que existen tres artículos titulados "Derechos de los comercializadores", "Derechos de los distribuidores" y "Derechos de los titulares de instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural" respectivamente, no existe nada parecido para los consumidores. Las directivas europeas incluyen la protección del consumidor como una de las obligaciones de servicio público. En particular, la directiva 2009/73/CE, en su Artículo 3 "Obligaciones de servicio público y protección del cliente" afima que:

[Los] estados miembros podrán imponer a las compañías que operan en el sector del gas en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público, que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética y la protección del clima. [...]

Los Estados miembros adoptarán las medidas oportunas para proteger a los clientes finales y para garantizar un nivel elevado de protección del consumidor y, en particular, ofrecerán una protección adecuada a los clientes vulnerables, también mediante medidas oportunas que les ayuden a evitar las interrupciones de suministro. En este contexto, los Estados miembros podrán adoptar las medidas adecuadas para proteger a los clientes de zonas apartadas que estén conectados a la red de gas. [...]

Los Estados miembros aplicarán las medidas oportunas para alcanzar los objetivos de cohesión económica y social, protección del medio ambiente, incluidas medidas para combatir el cambio climático, y seguridad del suministro.

Buena parte de los perjuicios en la salud asociados a la pobreza energética tiene que ver con las condiciones de habitabilidad de los hogares, y puesto que el principal insumo de gas natural en los hogares es típicamente el destinado al calentamiento. Sin embargo, mientras que en el sector eléctrico estas se han concretado en la creación de un bono social (que de forma unánime se considera insuficiente y mal diseñado [21]), ni siquiera eso existe para el sistema gasista.

2.3. Esquema de funcionamiento

En la sección introductoria hemos visto las funciones de cada uno de los agentes del sector gasista. En esta sección veremos cómo se relacionan entre ellos. El siguiente esquema da una idea del funcionamiento del sistema.

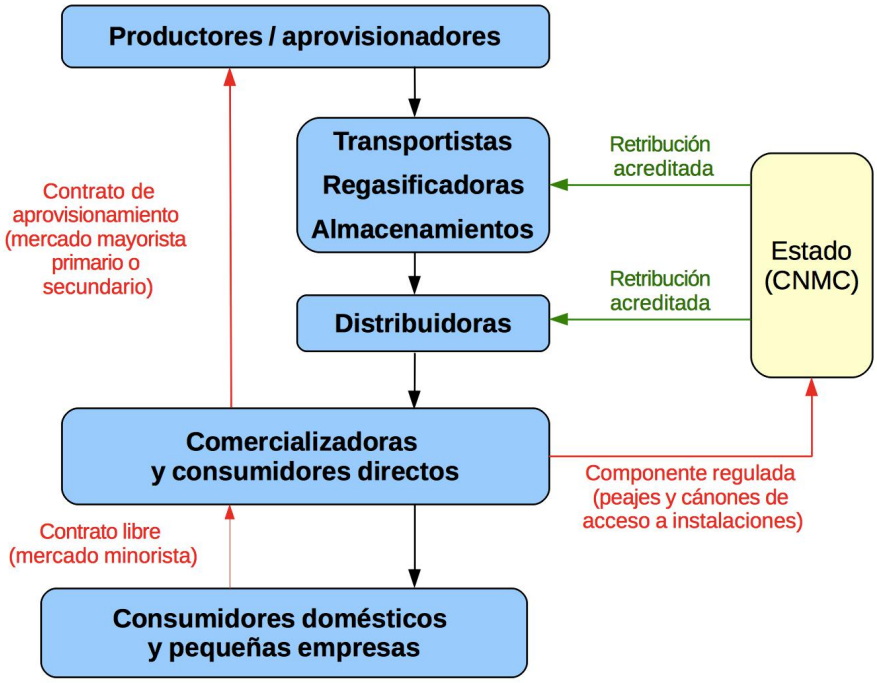

Figura 2.2: Esquema de los principales actores en el mercado liberalizado. Las flechas en negro indican flujos de gas. Las flechas rojas y verdes indican flujos monetarios. Elaboración propia a partir de [20].

Como en prácticamente cualquiera de los diferentes esquemas posibles, son los consumidores finales quienes cubren los costes de todo el sistema gasista a través del pago de sus facturas. Lo hacen firmando contratos de suministro con las empresas comercializadoras. Estas empresas comercializadoras:

- a la vez que firman contratos de suministro a consumidores, deben firmar contratos de aprovisionamiento con los productores (o con otras comercializadoras u otros agentes, como veremos) para conseguir el gas a suministrar;
- para hacer llegar el gas al consumidor final en la forma adecuada, deben usar las instalaciones de terceros: redes de transporte y distribución e instalaciones de regasificación y almacenamiento (también, aunque no se refleja en el esquema, hacen uso de los servicios proporcionados por el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Mercado); deben pagar unos peajes, cánones o tarifas (en definitiva, una determinada cantidad de dinero) por ello.

Los costes en que incurre la comercializadora se trasladan a la factura que paga el consumidor final de forma que (sin que esto tenga por qué aparecer explícitamente en su factura) el coste que este cubre engloba dos componentes, que se pueden discutir por separado:

- Una **componente no regulada**, que desarrollamos en el capítulo 3. Incluye fundamentalmente el precio del gas suministrado (determinado por mecanismos de mercado

entre aprovisionadores y comercializadoras en el mercado mayorista) y los costes de la actividad de comercialización (determinada por mecanismos de mercado entre comercializadoras y consumidores en el mercado minorista).

- Una **componente regulada**, que abordamos en el capítulo 4. Es fijada por la Administración (que además se encarga de hacer las liquidaciones) y permite cubrir los costes asociados al sistema: regasificación, almacenamiento, transporte, distribución, gestión del sistema, etc.

2.3.1. Comercializadoras de Último Recurso

La Ley 12/2007 buscaba "conseguir un mercado interior de gas natural plenamente liberalizado". Uno de los elementos de dicha liberalización era la separación de las diferentes actividades del sector gasista en diferentes empresas. Con este objetivo, esta ley dispuso la desaparición a partir de 2008 de la posibilidad de que las empresas distribuidoras suministraran directamente gas al consumidor (concepto llamado "suministro a tarifa") a precio regulado. Para facilitar la transición, se creó la figura de Comercializadora de Último Recurso (CUR): esta se encargaría de suministrar gas a una tarifa fijada en parte por la Administración, la Tarifa de Último Recurso (TUR): aquellos consumidores que no eligieron comercializadora a fecha 1 de enero de 2008 pasaron a ser suministrados, con tarifa TUR, por la CUR perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora que les suministraba el 31 de diciembre de 2007[1]. Una consecuencia de esta decisión legislativa es que, como hemos visto, las empresas que controlan el segmento de la comercialización de gas en cada región española son prácticamente las mismas que controlan la distribución. Estas CUR son:

- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- Gas Natural S.U.R., SDG.
- EDP Comercializadora Último Recurso, S.A.
- Iberdrola Comercialización de Ultimo recurso, S.A.U.
- Madrileña de Suministro de Gas SUR, S.L.U.

Como se muestra en la figura 2.3, alrededor del 20 % de los consumidores domésticos estaban suministrados por CUR en 2016[2]. Dentro de las CUR, Gas Natural S.U.R. es la que mayor cuota tiene, cerca del 80 % (a comparar con el 50 % que tiene en el mercado libre), reflejo de su posición preponderante en el segmento de distribución. Recordemos que, originalmente, los clientes suministrados por CUR eran aquellos que antes eran suministrados a precios regulados por empresas de distribución.

[1] De acuerdo a la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, los consumidores conectados a gasoductos tuvieron un calendario más flexible de adaptación al nuevo sistema tarifario.

[2] Inicialmente pasaron a ser suministrados por CUR todos los consumidores que estaban suministrados por distribuidoras y no eligieron ninguna comercializadora en el mercado libre. Hoy en día sólo es legal que estén acogidos a la TUR los consumidores domésticos; para estos, es además posible pasar del mercado libre a una CUR.

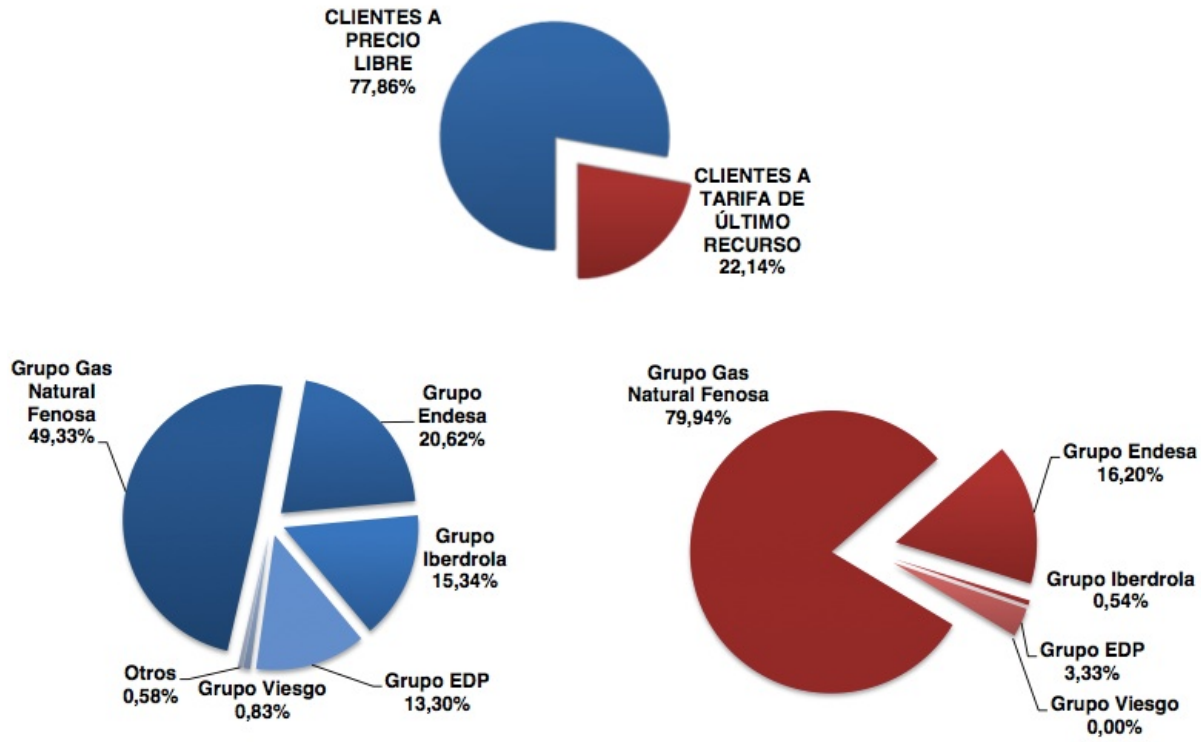

Figura 2.3: Cuota de mercado de comercialización medida en número de clientes [14].

El funcionamiento de las CUR es el mismo que el de otras comercializadoras con la excepción de que:

- Hasta 2016 no adquirían el gas de productores ni a través de contratos con otras comercializadoras, sino de otros agentes a través de subastas semestrales, que detallamos en el siguiente capítulo. Desde 2016, lo hacen como el resto de comercializadoras.
- El precio al que suministran no es libre sino que es único para todos los contratos de suministro de un periodo regulatorio dado: este precio lo fija la Administración dependiendo del coste del gas (basado en la subasta mencionada en el punto anterior, cuando existía) y de otros costes estimados, además del margen de beneficio decidido para la CUR.

El esquema de funcionamiento era similar y se resume en el esquema de la figura 2.4.

2.4. Principales empresas

En esta sección repasamos muy someramente la historia y accionariado de las principales compañías que actuan en el sector gasista español, con información extraída de sus respectivas páginas web.

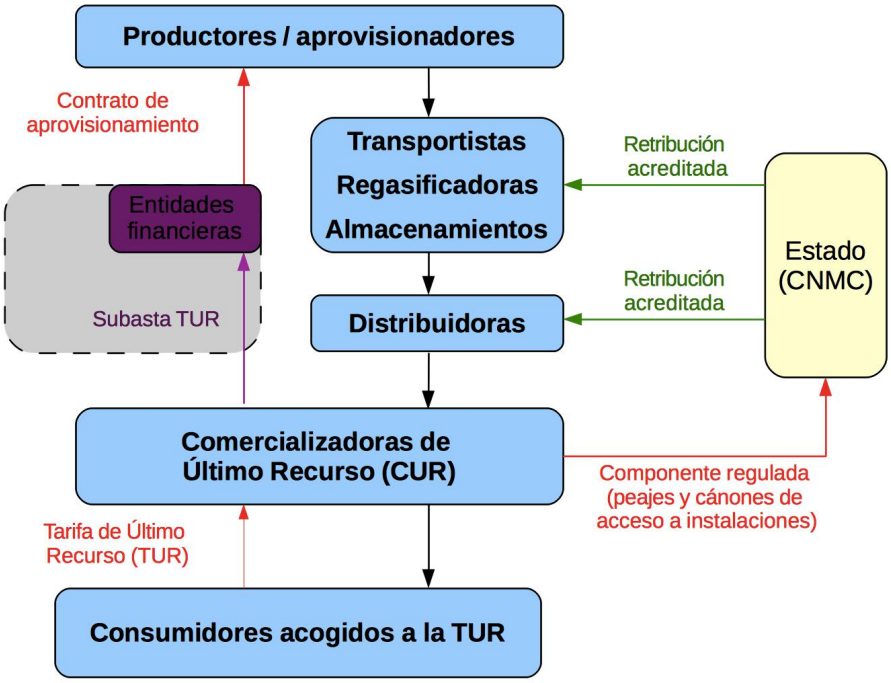

Figura 2.4: Esquema de los principales actores para los consumidores acogidos a Tarifa de Último Recurso. Las flechas en negro indican flujos de gas. Las flechas rojas, lila y verdes indican flujos monetarios. Elaboración propia a partir de [20].

2.4.1. Enagás

El grupo Enagás está dividido en dos filiales en España:

- Enagás Transporte S.A.U. que, como hemos visto, es propietaria de la mayor parte de la red de transporte y de las infraestructuras de regasificación y almacenamiento del sistema gasista español;
- Enagás GTS S.A.U., que desempeña por ley el papel de Gestor Técnico del Sistema.

Creada en 1972 y con el Instituto Nacional de Industria como único accionista, Enagás fue privatizada en 1994, al ser vendida en su mayor parte a Gas Natural. Desde 2002 cotiza en bolsa y su accionariado ha variado: en la actualidad, tiene un único accionista institucional, la entidad pública SEPI (Sociedad Estatal de Participaciones Industriales), con un 5 % de participación; el resto está distribuido, con alrededor de tres cuartas partes correspondientes a inversores internacionales. Este 5 % es el límite máximo puesto por la Ley 12/2007, y el Estado decidió alcanzarlo al considerar que el papel de Gestor Técnico del Sistema jugado por Enagás es de interés general [22]. Adicionalmente, existe una limitación a la participación y a los derechos políticos de otros accionistas, así como a la posibilidad de estos de sindicarse (esto es, de actuar conjuntamente)[3]. Como consecuencia el Estado tiene, a través de la SEPI, control prácticamente absoluto sobre Enagás.

[3] A veces, en este contexto, se dice que el Estado tiene una "acción de oro".

2.4.2. Gas Natural

El grupo Gas Natural es el principal aprovisionador, distribuidor y comercializador de gas natural en España. Gas Natural SDG S.A. se creó formalmente entre 1991 y 1992 a partir de la fusión de Catalana de Gas, Gas Madrid y la privatización de los activos de distribución de REPSOL, entonces pública. Posteriormente, adquiriría activos de transporte de Enagás, para vender parte de ellos más tarde. En la actualidad, sus principales accionistas son la Fundación La Caixa y Repsol (participado a su vez por la Caixa y Sacyr) y, como veremos, la empresa pública argelina Sonatrach.

2.4.3. Mibgás y OMEL

Mibgás S.A. es la sociedad encargada del funcionamiento del mercado organizado del gas, que discutiremos en el siguiente capítulo, de acuerdo con la Ley 8/2015, de 21 de mayo. Está participada mayoritariamente por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía Polo Español S.A. (OMEL) y su equivalente portugués, el Operador del Mercado Ibérico, Polo Portugués (OMIP). Cabe destacar que OMEL está participada a partes aproximadamente iguales por empresas privadas del sector de la energía (entre ellas Acciona, Endesa, Viesgo, EDP, Gas Natural, Iberdrola, UNESA, Repsol y Abengoa) y de compañías que actúan en otros sectores (BNP, Banco Santander, Ibercaja, BBVA...). Son representantes de estas empresas quienes ocupan cargos en el consejo de administración, si bien también hay personas provenientes de la actividad política[4].

[4]El presidente de Mibgas a comienzos de 2017 era Antonio Eras Rey, diputado por el Partido Popular en la X Legislatura, miembro de la Comisión de Economía del Congreso de los Diputados (y muy criticado por su papel en la legislación sobre desahucios).

Capítulo 3

Análisis de la componente no regulada del precio del gas natural

En esta sección analizaremos el coste que tiene para la comercializadora aprovisionarse del gas natural que luego venderá a sus clientes. A este coste no regulado habrá que sumar el que tiene la actividad de comercialización en sí misma.

3.1. Aprovisionamiento: mercado mayorista

3.1.1. Mercado primario

Las empresas comercializadoras pueden tener firmados contratos de aprovisionamiento con compañías que se encargan de la producción de gas natural, proceso que incluye la exploración de yacimientos, la extracción del gas y su tratamiento (que puede incluir licuefacción) para el posterior transporte hasta la zona de consumo.

Puesto que la actividad de producción requiere de grandes inversiones iniciales, cuya recuperación es muy sensible a variaciones de la demanda y del precio del gas, generalmente estos contratos son firmados a largo plazo, del orden de 10 años, tradicionalmente referenciados al precio del petróleo, y habitualmente con cláusulas *take-or-pay* (el comprador se compromete a recibir la cantidad de gas acordada, o es penalizado). Eso no impide que existan además cláusulas que permiten revisar el precio del gas intercambiado adaptándolo a cambios en las circunstancias del mercado internacional del gas. Adicionalmente, nuevos acuerdos de suministro se cierran regularmente. El conjunto de intercambios realizados entre productores y aprovisionadores constituye el mercado primario[1]. En la figura 3.1 se muestra una selección de los contratos firmados durante la década pasada para aprovisionamiento de GNL por empresas españolas.

Cada una de las comercializadoras que compran gas en el extranjero tiene por tanto su propia "cartera de suministro" lo más diversa posible, con suministros provenientes de

[1] Por ejemplo, Iberdrola suscribió a mediados de 2014 un contrato de aprovisionamiento a largo plazo con la productora Cheniere por un valor total aproximado de 4.000 millones de euros. Desde 2018, a cambio de esa cantidad, Cheniere suministrará 1 bcm (mil millones de metros cúbicos) anuales de GNL procedentes de una planta de licuefacción que la empresa estadounidense va a construir en Texas [23].

ORIGEN	DESTINO	TERMINAL SALIDA	SUMINISTRADOR	TERMINALES	COMPRADOR	CANTIDAD	FECHA
Argelia		Skikda	Sonatrach	Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto	Endesa	0,75	2002–17
Argelia		Skikda	Sonatrach	Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto	Cepsa	0,77	2002–22
Argelia		Arzew	Sonatrach	Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto	Iberdrola	1,15	2002–21
Argelia/Nigeria		Eni LNG	Eni	España	Iberdrola	0,92	2002–18
Argelia/Nigeria		Eni LNG	Eni	España	HC-EDP	0,36	2005–16
Argelia/Nigeria		Eni LNG	Eni	España	E.ON	0,65	2007–22
Egipto		Damietta	EGAS	España y otros	BPGM	1	2005–25
Egipto		Damietta	EGAS	Barcelona, Huelva	UF Gas	3,3	2005–29
Libia		Marsa-el-Brega	NOC	Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto	Gas Natural Fenosa	0,55	1981–04
Nigeria		Bonny Island	Nigeria LNG	Barcelona, Huelva, Bilbao, Sagunto	Gas Natural Fenosa	1,17	1999–21
Nigeria		Bonny Island	Nigeria LNG	Barcelona, Huelva, Cartagena	Gas Natural Fenosa	1,99	1999–21
Nigeria		Bonny Island	Nigeria LNG	Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto y Bilbao	Endesa	0,75	2005–25
Nigeria		Bonny Island	Nigeria LNG	Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto y Bilbao	Iberdrola	0,38	2005–25
Nigeria		Bonny Island	Nigeria LNG	Huelva	Eni	1,15	2006–28
Nigeria		Bonny Island	Nigeria LNG	Huelva	Galp Energía	0,18	2005–16
España		Bonny Island	Gas Natural Aprov.	España	Iberdrola	1	2003–20
Nigeria/EEUU/México/España		Bonny Island	Nigeria LNG	España/ EEUU/ Golfo de México	Shell Western LNG	1,51	2009–28
Noruega		Hammerfest	Statoil, RWE, Hess	España	Iberdrola	1,13	2006–23
Trinidad y Tobago		Point Fortin	Atlantic LNG	Cartagena, Barcerlona, Huelva y Bilbao	Gas Natural Aprov.	1,06	1999–18
Trinidad y Tobago		Point Fortin	Atlantic LNG	Cartagena, Barcerlona, Huelva y Bilbao	Gas Natural SDG	0,65	2002–23
Trinidad y Tobago		Point Fortin	Atlantic LNG	Cartagena, BBE	Repsol	1,13	2006–23
Trinidad y Tobago		Point Fortin	Atlantic LNG	España	Naturgas Energía	0,7	2003–23
Qatar		Ras Laffan	Qatargas	Barcelona, Huelva, Cartagena	Gas Natural Aprov.	0,66	2001–09
Qatar		Ras Laffan	Qatargas	Barcelona, Huelva, Cartagena	Gas Natural Aprov.	0,66	2002–07
Qatar		Ras Laffan	Qatargas	Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto	Gas Natural SDG	0,75	2005–25
Qatar		Ras Laffan	RasGas II		Endesa	0,74	2005–25
Qatar		Ras Laffan	Qatargas	Unión Europea	Gas Natural SDG	0,75	2006–25
Oman		Qalhat	Oman LNG	España y otros	BP	0,77	2004–09
Oman		Qalhat	Oman LNG	España	UF Gas	1,65	2006–25

Figura 3.1: Contratos de GNL españoles [5].

productores en diferentes países, tanto en forma de GN como de GNL. Existen no obstante limitaciones legales al respecto: con el objetivo de garantizar el suministro, y como norma general, ningún país puede proporcionar más del 50 % del total de importaciones españolas[2]; adicionalmente, ningún grupo empresarial puede aportar al sistema gasista nacional más del 70 % de su consumo; finalmente, como hemos discutido, comercializadoras y consumidores finales deben disponer de unas existencias mínimas en almacenamientos subterráneos.

El coste del gas será en cada momento, de facto, un promedio del precio acordado en los contratos firmados con diferentes productores. La Agencia Tributaria dispone de información sobre el volumen, precio de las transacciones declaradas en la frontera, país de procedencia y provincia de entrada del gas. Lamentablemente, la información desglosada es confidencial y aparece censurada en los informes de la CNMC, como vemos en la figura 3.2.

No obstante, sí están disponibles cantidades agregadas útiles, como lo es el precio unitario del gas aprovisionado (hay que tener en mente que en esta cifra se tiene en cuenta no sólo el gas proveniente de contratos a largo plazo con países productores sino también el comprado para operaciones a corto plazo en los mercados internacionales, como discutimos en la siguiente subsección). En la figura 3.3 se observa de forma sistemática que el coste del GNL está entre un 10 % y un 20 % por debajo del del GN (aunque, para hacer la comparación, al GNL habría que añadirle el coste de regasificarlo, el cual puede superar esa diferencia). En cuanto a la evolución temporal, en la última década y media el precio del aprovisionamiento de gas natural en España ha variado mucho, desde los 10 €/MWh (1 c€/kWh) en 2002, pasando por un crecimiento sostenido con un pico de 30 €/MWh en 2008. Tras 2008, hubo una caída repentina, y no se volvió a acercar a los 30 €/MWh hasta 2012. Desde enero de

[2]El Ministerio de Industria está habilitado para modificar esos parámetros.

CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

2.5. Aprovisionamiento de gas natural al mercado español por empresa y país (CONFIDENCIAL)

Cuadro 6.1. Aprovisionamiento de gas natural por empresa y país (CONFIDENCIAL)

[INICIO SECCION CONFIDENCIAL]

octubre 2016										Total (GWh)

CONFIDENCIAL

Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08

[FIN SECCION CONFIDENCIAL]

Figura 3.2: Extracto de un informe de la CNMC [4].

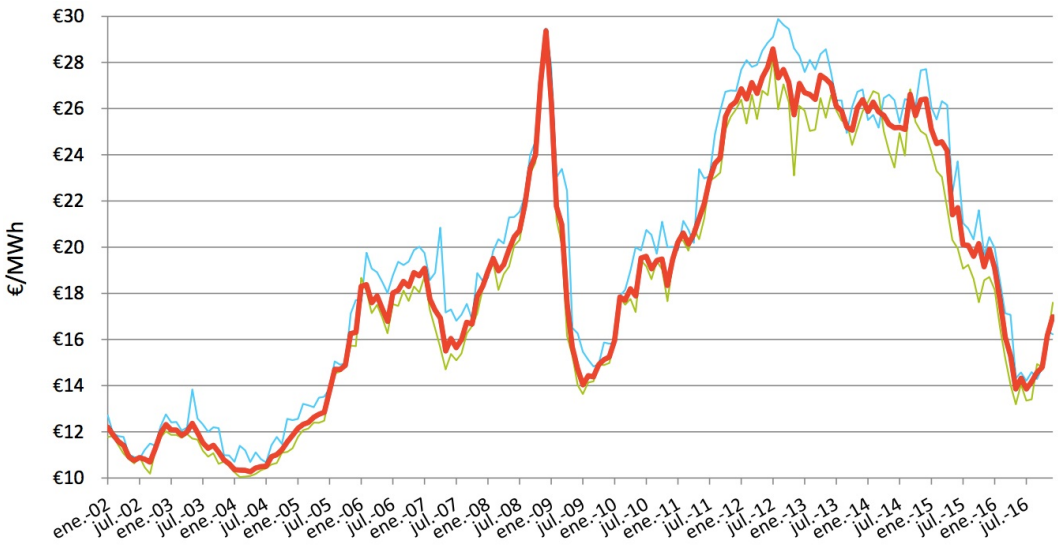

Figura 3.3: Coste del aprovisionamiento de gas natural [4].

2015, está en rápida caída, de modo que el coste del gas importado en 2015 fue de alrededor de 20 €/MWh, y ha vuelto a repuntar en 2016. Como en el caso de otras *commodities*, se considera que los precios del gas natural vienen determinados por la oferta y la demanda, y existe gran cantidad de literatura dedicada a predecirlos, con mayor o menor éxito, o a tratar de explicarlos *a posteriori*. En las explicaciones suelen entrar en diferente medida factores

estructurales (como el nivel de actividad económica de los países demandantes o la evolución del petróleo) o fortuitos (como el aumento de la demanda en Japón tras el accidente nuclear de Fukushima, el acceso a gas de esquisto en EE.UU., conflictos armados como el que tuvo lugar entre Georgia y Rusia y, finalmente, decisiones unilaterales de productores o grupos de productores)[3].

3.1.2. Mercado secundario

Las cantidades discutidas en la sección anterior no son exactamente el coste real que tiene adquirir el gas para las diferentes comercializadoras, o al menos no para todas ellas: los contratos de aprovisionamiento a largo plazo se complementan con intercambios de gas adicionales en un mercado secundario a más corto plazo. Estas transacciones pueden realizarse en forma de intercambios bilaterales (se habla entonces de mercado *over the counter*, OTC), o en un *hub*, es decir, un mercado organizado de intercambios de gas natural[4]. El objetivo buscado por las comercializadoras con estas operaciones es tener en todo instante de tiempo el gas que deben suministrar al menor precio posible, por varios motivos.

- Por un lado, no todas las comercializadoras están en situación de negociar (o de hacerlo en condiciones favorables) contratos a largo plazo valorados en miles de millones de euros: para comercializadoras pequeñas, adquirir gas de grandes comercializadoras puede ser la única vía de acceder al combustible. Así, Gas Natural dedica del orden de la cuarta parte del gas que importa al "aprovisionamiento a terceros"; es decir, a revenderlo a otras comercializadoras.

- Además, las comercializadoras que han firmado contratos con cláusulas de tipo *take or pay*, en escenarios en la que la demanda de sus clientes a suministrar baja por debajo de lo previsto, pueden estar interesadas de revender el excedente.

- Por otro lado, hay que tener en cuenta aspectos de organización y logística: la demanda de gas que tiene que cubrir cada comercializadora varía a lo largo del año y de un mismo día; sin embargo, el gas que le llega por parte de los proveedores lo hace a un ritmo mucho menos modulable. Como hemos visto, las instalaciones de almacenamiento y las de regasificación cumplen en parte la función de adecuar el gas disponible a su demanda, pero en ocasiones puede ser necesario adquirir o vender el gas a terceros[5].

- Finalmente, habrá momentos (o temporadas largas) en que los *hubs* marquen precios bajos para el gas natural negociado. En esas ocasiones, a las comercializadoras puede convenirles, por motivos puramente económicos, comprar gas en dicho *hub* aún disponiendo de existencias de gas en las instalaciones de almacenamiento o provenientes de contratos a largo plazo. Por ejemplo, Gas Natural reconoce formalmente en su web esta actividad como una de sus líneas de negocio: "la compañía extrae márgenes adicionales

[3]Adicionalmente, cabe mencionar que los precios del gas natural varían mucho entre regiones mundiales, al no estar su comercio internacional tan desarrollado como el del petróleo.

[4]En principio en un *hub* pueden intercambiarse muchos productos del sistema gasista: materia prima, capacidad de uso de determinada infraestructura, etc.; nos centraremos aquí en el gas.

[5]En caso de picos de demanda, estos *hubs* deberían ser lugares donde las comercializadoras puedan aprovisionarse del gas que les falta. No obstante, los picos de demanda asociados a condiciones climáticas suelen ocurrir a nivel nacional o continental, de modo que todos los actores del *hub* tendrán necesidad de comprar.

en los mercados a través de una adecuada actividad de *trading*, presente a lo largo de toda la cadena de valor y para todos los *commodities*".

El volumen las estas transacciones bilaterales, que son comunicadas al GTS, es muy grande: en 2015, por ejemplo, fue equivalente al 128 % de la demanda en dicho año (se desglosan por compañías en la figura 3.4. En España, la mayoría de estas transacciones se realizan en forma de intercambios bilaterales [4]. Para facilitarlos, se creó en 2014 por iniciativa privada el *Iberian Gas Hub*, en el cual tienen lugar una parte de estas transacciones. Sólo muy recientemente se ha creado en España un *hub* nacional, el Mercado Ibérico del Gas (Mibgás), todavía con poco volumen intercambiado. En verano de 2016, estos dos actores han acordado integrarse en un único grupo que operará en el mercado secundario del gas natural en España (y repartiéndose los diferentes mercados como hasta ahora)[24].

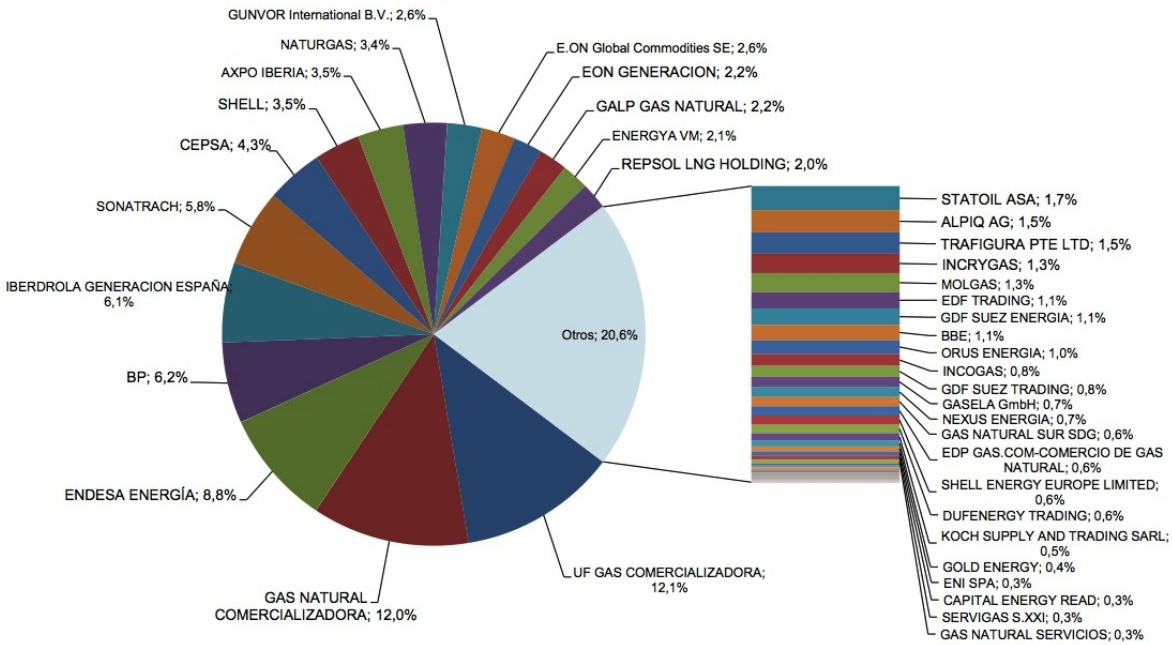

Figura 3.4: Cuotas de compra en el mercado OTC [4].

Es de esperar que este tipo de transacciones económicas tengan un reflejo final en el coste de la materia prima para las comercializadoras. Pero, como el mercado OTC permite mantener la confidencialidad de los intercambios, se hace difícil estimar dicho reflejo. De hecho, el objetivo formal de la creación de Mibgás es aumentar la transparencia en los intercambios y, en particular, visibilizar los precios, lo cual debería fomentar la competencia y reducir los precios. No obstante, sólo el 2 % de la energía negociada en 2016 lo ha sido a través del *hub* [4], lo cual se considera que impide que cumpla esta función. En Mibgás se negocian cuatro productos, denominados: intradiario (*within-day*), diario (*day-ahead*), resto de mes (*balance of month*) y mes siguiente (*month-ahead*).

Para estimar si el precio negociado en el mercado secundario, ya sea OTC o a través de Mibgás, supone una corrección grande al precio de aprovisionamiento del mercado primario[6], lo comparamos en la siguiente gráfica con los precios marcados en varios *hubs* internacionales y los precios en frontera en España, es decir, los precios antes de pasar por el mercado secundario español.

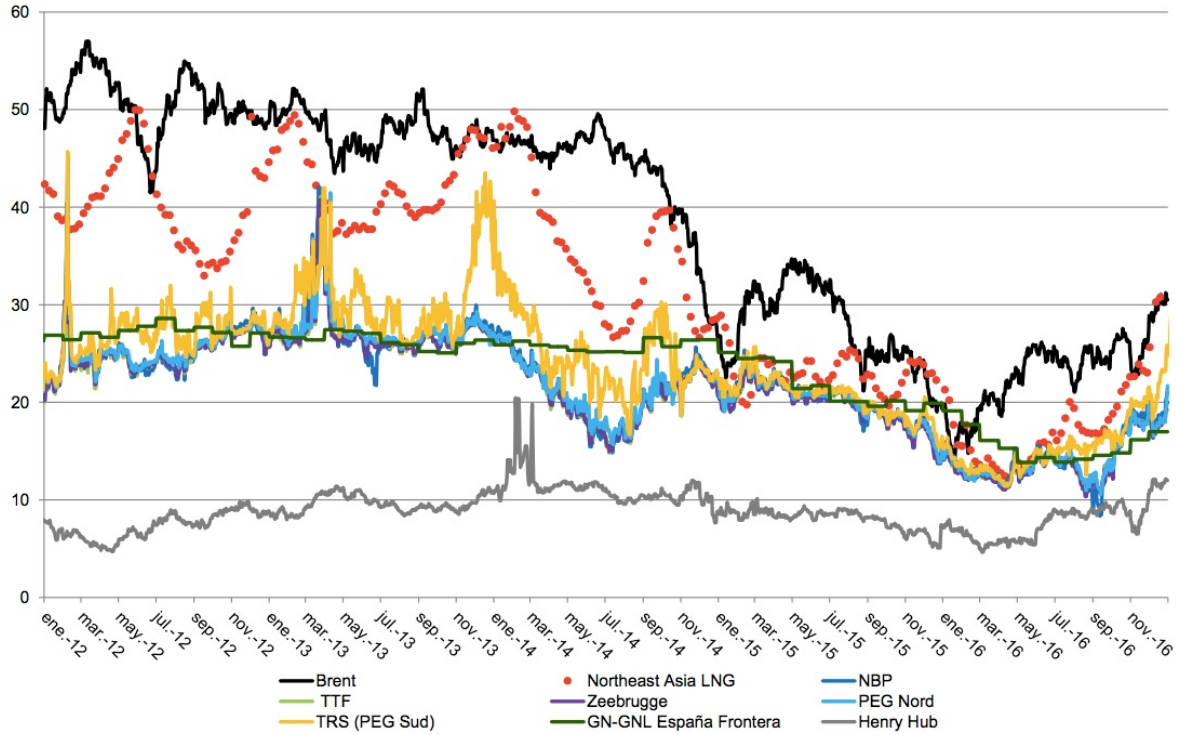

Figura 3.5: Precios en mercados *spot* frente a precio en frontera en España (€/MWh) [4].

Para empezar, cabe destacar que históricamente el precio del gas natural en frontera ha ido en paralelo, a veces por debajo y a veces por encima, a los principales *hubs* europeos[7]: NBP (Reino Unido, el de mayor tamaño), Zeebrugge (Bélgica), TTF (Holanda), PEG Nord y Sud (norte y sur de Francia respectivamente). Hasta muy recientemente, todos ellos han estado muy por debajo del precio en el NE Asia LNG (Asia) y por encima del Henry *hub* (EE.UU.)[8]. Este paralelismo entre el precio en frontera y el de los *hubs* europeos puede ser debido en parte a que las grandes comercializadoras españolas participan en dichos *hubs* para completar sus carteras de aprovisionamiento a más corto plazo.

[6]Por ejemplo, la fuerte subida del precio de la electricidad de enero de 2017 se achacó en parte al alto precio del gas utilizado por los ciclos combinados para generar electricidad. Para solucionarlo, se forzó a varios comercializadores a presentar ofertas en el mercado secundario (de acuerdo a la Ley 8/2015, de 21 de mayo). Esto supone asumir que efectivamente este mercado introduce un coste adicional que hay que minimizar. Por contra, según Sedigás, el precio del gas reflejaba fielmente los costes de aprovisionamiento.

[7]Dado que tradicionalmente el precio del gas estaba referenciado al petróleo, se representa también el precio del barril Brent.

[8]El precio en el *hub* de EE.UU. es entre la mitad y un tercio que el precio en otros *hubs*, lo cual se achaca generalmente al aumento de la producción de gas de esquisto. En el mercado asiático el precio ha sido más caro hasta recientemente, en que se ha acercado al europeo.

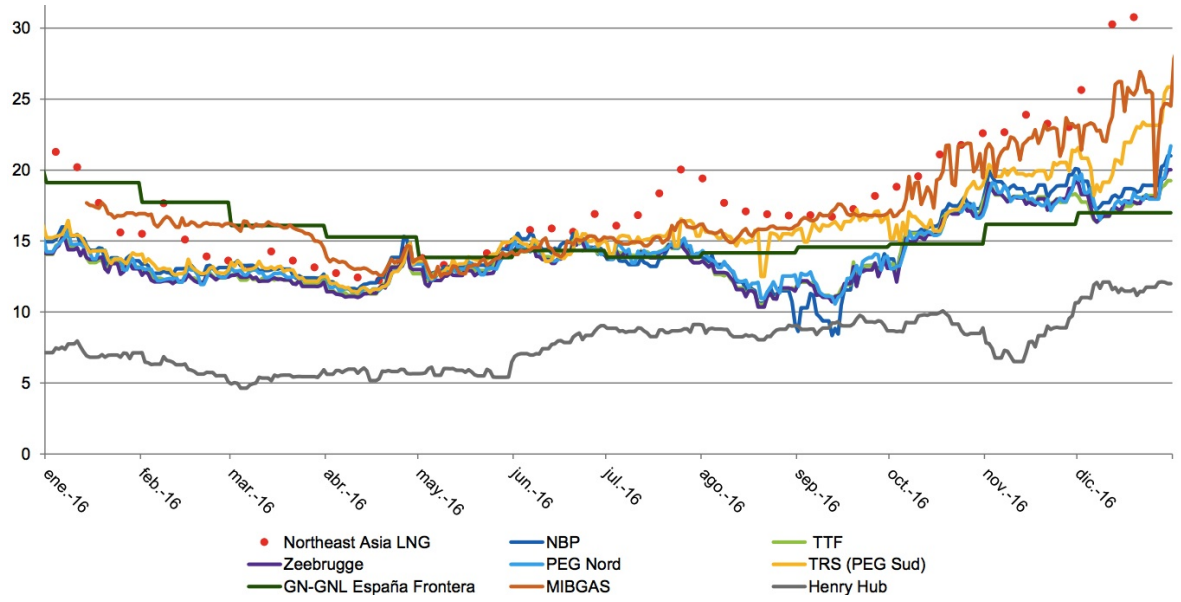

Figura 3.6: Precios en mercados *spot* (incluyendo Mibgás) frente a precio en frontera en España (€/MWh) [4].

Si nos centramos en 2016, vemos que el precio de aprovisionamiento en frontera estuvo un 30 % por encima del marcado en los *hubs* europeos, y otro tanto ocurrió con el Mibgás, que comenzó 2016 con precios un 20 % por encima del de otros *hubs*. Los precios españoles se igualaron con los europeos a mediados de año. No obstante, desde septiembre, los precios en Mibgás están por encima de los de los principales *hubs* europeos, con la excepción del correspondiente al sur de Francia (salvo después de octubre, en que el precio está también consistentemente por encima del PEG Sud). En cuanto a la comparación entre precios en frontera y precios en Mibgás, el resultado es poco concluyente: inicialmente, el mercado *spot* marcó precios ligeramente (un 10 %) inferiores a los precios en frontera; se igualaron a mediados de año, y la tendencia se invirtió en la segunda mitad de año.

La combinación de todos los elementos discutidos muestra que el precio en en Mibgás está conectado (al menos desde mediados de 2016, cuando el tamaño del mercado, aunque pequeño, ha empezado a ser considerable) a los *hubs* europeos, y en particular al PEG Sud, el más próximo geográficamente. Eso a su vez sugiere que los intercambios de gas con la frontera francesa son relevantes para la fijación del precio del gas en el mercado secundario español. No obstante, como dichos intercambios son una proporción pequeña del total de importaciones de gas españolas, el precio en frontera no ha crecido tanto a finales de 2016 como lo ha hecho el del Mibgás.

3.1.3. Subasta TUR

Hasta 2016, para cumplir con su obligación como parte del sistema gasista, las CUR participaban en subastas bianuales en que formalizaban contratos de aprovisionamiento de

gas natural: las subastas TUR[9]. A estas subastas, organizadas por OMEL, acudían:

- Como compradores: CUR, con el objetivo de obtener gas para suministrar a sus clientes.
- Como vendedores: agentes con capacidad para comprar gas en los mercados y firmar un contrato de suministro con las CUR.

Se realizaban dos subastas anuales con distinción entre *gas de base* y *gas de invierno* (la cantidad extra destinada a cubrir el aumento de demanda en los meses más fríos):

- En la primera, a realizar antes del 30 de junio, se subastaba el suministro de las cantidades de gas de base para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre y el suministro de las cantidades de gas de invierno para el periodo comprendido entre el 1 de julio del año corriente y el 30 de junio del año siguiente.
- En la segunda subasta, a llevar a cabo antes del 31 de diciembre, se subastaba el suministro de las cantidades de gas de base para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio del año siguiente.

La cantidad de energía que cada CUR había de adquirir era fijada por la Administración (la adquisición de gas adicional o el uso del sobrante en caso de desviaciones de demanda de los consumidores a TUR con respecto a la previsión quedaba a responsabilidad de la CUR), que también fijaba el precio máximo de partida de la subasta. En estas subastas (de varias rondas y de tipo descendente), los vendedores pujaban por la adjudicación del suministro de una cierta cantidad de energía (expresada en bloques de kWh): cuando oferta y demanda se equilibraban, se determinaba un único precio del kWh, y aquellos dispuestos a suministrar a precio igual o inferior a este conseguían la adjudicación (y cobraban el kWh al precio único determinado por la subasta, independientemente de cuál hubiera sido su oferta). Este coste del gas se incorporaba a la factura TUR. Para ello, se partía del resultado de la subasta TUR y:

- se promediaba entre el coste del gas de invierno y el coste del gas de base que se habían obtenido en la subasta;
- se ponderaba cada uno de estos costes con un precio de referencia, el primero con la cotización de los futuros de gas en mercados internacionales y el segundo con la cotización del Brent y el tipo de cambio dólar/euro.

La última subasta que se realizó fue la 13ª, celebrada en octubre de 2015. Desde entonces, a partir del Real decreto 984/2015, las CUR se aprovisionan en el mercado. Por su parte, el coste de la materia prima a trasladar a la tarifa de último recurso se estima ahora con una fórmula establecida en la Orden IET/2736/2015 que hace referencia a las cotizaciones de futuros del NBP y el Brent.

En la figura 3.7 se representa la evolución del coste del gas para la TUR (resultado de las ponderaciones que hemos detallado) en comparación con el precio del gas en frontera y el marcado por el mercado *spot*, lo cual supuso un sobrecoste innecesario para los consumidores

[9]Más detalles sobre las subastas y un ejemplo de desarrollo puede verse en la web de TURGAS [25].

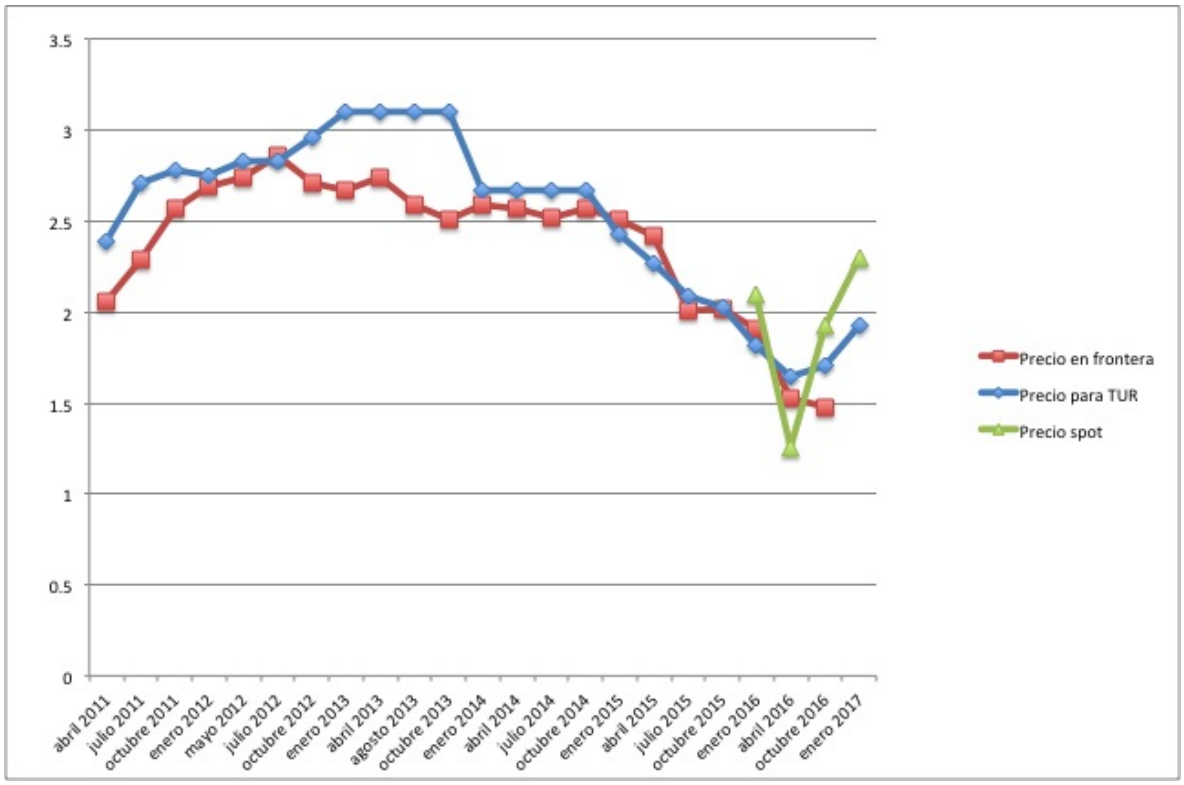

Figura 3.7: Precio del gas en c€/kWh [4].

finales. Cabe destacar que entre 2011 y 2013 el coste del gas para suministro a TUR estuvo en varias ocasiones un 20 % por encima del precio en frontera. En particular, entre octubre de 2012 y enero de 2013, el coste de la materia prima se incrementó, y se dejó fijo durante todo 2013, a pesar de que el precio en frontera mostró una tendencia a la baja. Según Sedigás, la TUR no se revisó debido a que:

> *En los cálculos efectuados por el MINETUR, de acuerdo con la normativa vigente, para analizar si correspondía variar el valor de la TUR el día primero de los meses de abril, julio y octubre, se observó que las variaciones del coste de la materia prima (el gas natural) no había llegado al 2 % en ninguno de los tres casos, manteniéndose, por tanto en vigor los valores contemplados en la Resolución de 28 de diciembre de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural, publicada en el BOE del 31 de diciembre de 2012.*

Esto contrasta con el hecho de que el coste del gas en frontera sí disminuyera. También con el hecho de que otros costes regulados sí se actualizaran en la Resolución de 7 de marzo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía.

3.1.4. Gas de operación

Por completitud, conviene mencionar que, además de gas destinado a la venta, los agentes del sistema tienen que aprovisionarse de gas para otras funciones:

- **Gas de operación**, necesario para su autoconsumo durante el funcionamiento normal de las infraestructuras.
- **Gas talón**, destinado a mantener un nivel mínimo de llenado de los gasoductos de la red de transporte y de las plantas de regasificación.
- **Gas colchón**, necesario para el funcionamiento de almacenamientos subterráneos.

Es la Secretaría de Estado de Energía quien fija los niveles mínimos de llenado de cada una de las infraestructuras, usando información de los propietarios. Anteriormente existían subastas equivalentes a la TURGAS pero, desde el RD 984/2015, las empresas titulares de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento pueden adquirir el gas necesario directamente o a través del Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de gas.

3.2. Comercialización: mercado minorista

La comercialización es una actividad liberalizada, de modo que no existen unos costes reconocidos (ni siquiera estimados) por la administración. Los costes en que incurren las empresas para llevar a cabo sus actividades son valorados por las propias empresas y trasladados a la factura que paga el consumidor. La única forma de calcular el coste que conlleva para el consumidor la comercialización sería calcular la diferencia que entre la cantidad que este paga y el coste que tiene para la comercializadora pagar el gas suministrado y el acceso a infraestructuras.

3.2.1. Comercializadoras de último recurso

La excepción a la regla anterior la constituyen las CUR: dado que, al menos formalmente, son las que suministran a clientes que no han elegido ningún contrato de suministro, es la Administración quien fija la tarifa y, en particular, valora los costes de comercialización. La Orden ITC/1660/2009, que estableció la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, los estimó en un coste fijo de 1,42 €/mes y en un coste variable de 0,083 c€/kWh.

3.2.2. Aportación al FNEE

La Directiva 2012/27/UE determinó que cada Estado miembro debía establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, de modo que los comercializadores de energía ahorraran anualmente entre 2014 y 2020 un 1,5 % de sus ventas anuales de energía. Siguiendo esta directiva, La ley 18/2014 creó el Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), destinado a cofinanciar inversiones en eficiencia energética en diversos sectores: edificación, transporte,

industria, servicios y agricultura[10]. Así, en lugar de ahorrar energía, las compañías energéticas aportan dinero al FNEE (unos 350 M€ anuales en total) y con eso se da por satisfecha su obligación.

De esa cantidad, aproximadamente dos terceras partes se reparten entre los comercializadores de productos energéticos en función de su volumen de ventas. El reparto por empresas se hace en órdenes ministeriales, y al sistema gasista corresponden del orden de 40 M€[11], los cuales cabe esperar que sean trasladados a la factura del consumidor final.

[10] Anteriormente, existía un concepto similar: la Financiación del Plan de acción 2008-2012 de la Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012.

[11] Estimado partiendo de los 200 M€ que corresponden a comercializadoras energéticas y teniendo en cuenta que el gas natural supone aproximadamente el 20 % del consumo final, ver figura 1.

Capítulo 4

Análisis de la componente regulada del precio del gas natural

Como se ha avanzado en capítulos anteriores, el precio que pagamos por la energía que consumimos no es solamente el que se deriva de la cantidad de gas que quemamos, sino que han de añadirse los costes de las llamadas "actividades reguladas", necesarias para el funcionamiento del sistema gasista. Todos estos costes extra se recogen en la componente regulada del precio del gas natural e incluyen el coste del uso de las infraestructuras (como gasoductos de transporte y distribución, instalaciones de almacenamiento o plantas de regasificación) y el funcionamiento de los organismos necesarios para la correcta operación del sistema (como el GTS y el Operador del Mercado). También en la componente regulada se incluyen, como veremos, los costes asociados a la hibernación de infraestructuras sin utilizar (como el almacenamiento Castor) y desajustes del sistema de años anteriores. El objetivo de este apartado es explicar en qué consisten los diferentes costes, cómo se fijan y cuantificarlos.

Para hacerlo, partiremos de la propuesta de orden de peajes para 2017. Recordemos, cómo hemos discutido en la sección 2.3, que las actividades reguladas del sector del gas natural se remuneran a través de peajes, cánones y tarifas (por simplicidad, hablaremos siempre de "peajes"). Estos peajes son:

- pagados por las comercializadoras que hacen uso de las infraestructuras;
- recaudados por los transportistas y distribuidores y, en menor medida, por el Gestor Técnico del Sistema.

A estos peajes puede ser necesario añadir una prima por la subasta por la que se asigna el acceso a las instalaciones (en caso de que la demanda de, por ejemplo, capacidad de almacenamiento, sea superior a la disponibilidad[1]). Posteriormente:

[1] De acuerdo al Real Decreto 949/2001, el criterio establecido para la asignación de capacidad en las infraestructuras gasistas es el orden cronológico de solicitud al GTS (*first come, first served*). No obstante, la capacidad de almacenamiento o de transporte a través de una conexión internacional se decide por reparto (basándose en las obligaciones adquiridas por cada agente), y el resto a través de una subasta, dado que se considera que "los instrumentos de mercado son los mecanismos más eficientes en las situaciones en que un recurso es escaso". El RD 984/2015 estableció el mecanismo para contratar el acceso a las instalaciones del sistema gasista.

- estos costes en que incurren las comercializadoras son trasladados, junto con otros, a la factura del consumidor final, con el que ha firmado un contrato de suministro;
- lo recaudado es distribuido por la CNMC entre los diferentes agentes del sector encargados de actividades reguladas.

Este trámite se conoce como "liquidación de las actividades reguladas", tiene lugar mensualmente, y se hace en base a órdenes del ministerio responsable de energía, en las cuales se establecen dos ingredientes:

- los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas (es decir, las cantidades que han de recaudar los propietarios de las infraestructuras);
- la retribución de las diferentes actividades reguladas (es decir, las cantidades que administrativamente se ha decidido que han de recibir los propietarios de las infraestructuras).

En Millones de €	Retribución Presupuestada 2017 Prop. OM (*)	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Actividad de Regasificación	400,61	401,90	-1,30
Actividad de AASS	92,17	118,07	-25,90
Actividad de Transporte	812,10	822,36	-10,26
Actividad de Distribución	1.339,81	1.344,64	-4,83
Gas de Operación	22,34	23,01	-0,67
Gestión Técnica del Sistema	23,97	23,97	0,00
Operador del Mercado	3,98	2,98	1,00
TASA MINETUR/CNMC	4,14	3,82	0,31
Otros (Coste Subastas)	0,00	0,00	0,00
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	23,61	23,61	0,00
Anualidad por Hibernación AASS CASTOR	96,38	96,38	0,00
Anualidad por Laudo de Paris	33,94	33,94	0,00
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	79,83	79,83	0,00
Desajustes Temporales 2015, según Art.61 RD-Ley 8/2014	5,62	5,62	0,00
Desajustes Temporales 2016, según Art.61 RD-Ley 8/2014	0,00	3,43	-3,43
Medidas de gestión de la demanda		0,00	0,00
TOTAL	**2.938,49**	**2.983,55**	**-45,06**

Figura 4.1: Retribución prevista para 2017: propuesta de orden de peajes y revisión de la CNMC [26].

Esta retribución se fija de forma que permita a las empresas recuperar la inversión realizada junto con una rentabilidad y a su vez incentive que estas tomen medidas para aumentar su eficiencia. Para que el sistema gasista esté equilibrado, la suma de las cantidades correspondientes a cada ingrediente han de igualarse: los peajes pagados por las comercializadoras tienen que ser suficientes para satisfacer la retribución anual acreditada por cada agente del sector. Esto no tiene por qué ocurrir con exactitud (aunque lo hará aproximadamente, en la medida de lo posible) para cada instalación o para cada actividad por separado: no es

necesario que los peajes recaudados por uso de una planta de regasificación concreta sean justo los necesarios para retribuir la cantidad reconocida a los propietarios de dicha planta; tampoco es necesario que la suma de peajes recaudados por todas plantas de regasificación sean exactamente igual a la suma de retribuciones reconocidas a los propietarios de todas las plantas; sí es necesario que la suma de peajes y cánones de todas las instalaciones sea igual a la suma de retribuciones de las actividades reguladas: la CNMC se encarga posteriormente de redistribuir los ingresos[2].

Para 2017, de acuerdo a las previsiones de la CNMC mostradas en la figura 4.1, el total de retribuciones estimadas (y, consecuentemente, ingresos por peajes) es algo menor de 3.000 millones de euros (M€) anuales para un consumo anual de unos 320 TWh; el precio de las actividades reguladas está por tanto ligeramente por debajo de 10€/MWh ó de 1 c€/ kWh.

4.1. Actividades reguladas del sistema

4.1.1. Transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución

Estas actividades ya han sido explicadas en detalle en secciones anteriores. En esta subsección se denota sencillamente el coste que cada una de ellas ha tenido en los últimos años. De los casi 3.000 M€ presupuestados para 2017, 1340 M€ (un 46 %) corresponden a distribución, 812 M€ (un 28 %) a transporte, 401 M€ (un 14 %) a regasificación y 92 M€ (un 3 %) a almacenamientos subterráneos.

En la figura 4.2 se recogen los totales anuales de cada una de estas actividades según se incluyen en la componente regulada de tarifa desde 2008 hasta 2017 (es difícil encontrar datos homogéneos para todo el periodo, así que tomamos los disponibles en las correspondientes órdenes de peajes). Anteriormente, las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo se consideraban juntas; su retribución entre 2004 y 2007 fue aproximadamente constante e igual a unos 500 M€, mientras que la de la actividad de distribución pasó gradualmente de 1.000 M€ a más de 1.200 M€ en ese periodo [27]. En suma, destaca que los costes en distribución han crecido muy poco durante el periodo considerado, pero los de transporte casi se han duplicado. Los de almacenamiento subterráneo, por su parte, han crecido enormemente debido a la construcción de la instalación Castor, que discutimos más adelante. Al mismo tiempo, la demanda en 2013 había caído por debajo de la de 2006, como se muestra también en la figura 4.2

4.1.2. Gas de operación

Según la Ley 18/2014, parte del gas de operación de las infraestructuras del sistema gasista (en particular un porcentaje del de las plantas de regasificación) es adquirido por el Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de gas, y sufragado por el sistema gasista. Adicionalmente, el GTS adquiere regularmente gas para la operación del sistema. El coste de

[2] Aquellos agentes que hayan cobrado más o menos de lo reconocido, devuelven o reciben esa cantidad con un tipo de interés asociado a las letras del tesoro a un año, de acuerdo con la Orden ITC/3993/2006.

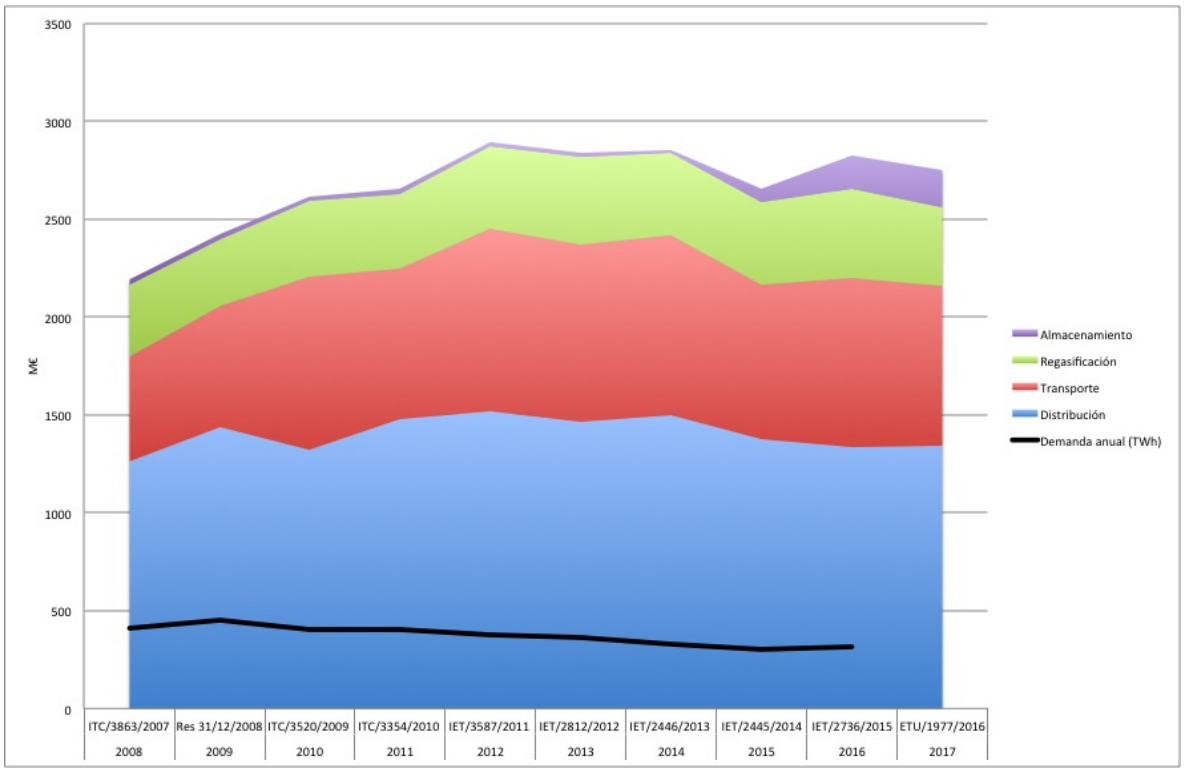

Figura 4.2: Evolución de los costes de las activiades reguladas [27].

adquisición de este gas se incluye en la parte regulada. En 2017, la cantidad presupuestada ascendió a 22 M€.

4.2. Retribución de organismos

4.2.1. Operador del Mercado

Según una disposición transitoria de la Ley 8/2015, se establece un periodo transitorio, hasta que se hayan alcanzado las condiciones suficientes de liquidez en el mercado organizado de gas, durante el cual el Operador del Mercado recibirá una retribución provisional fijada por orden del ministerio responsable de energía. Posteriormente, se procederá a liquidar la diferencia entre la retribución provisional recibida y la retribución definitiva de acuerdo a la metodología aprobada. En el año 2015, dicha retribución provisional fue fijada por el Real Decreto 984/2015 en 2 M€; en 2016 fue 2,98 M€, de acuerdo al IET/2736/2015; para 2017, se ha propuesto que sea 3,92 M€ [26].

4.2.2. Gestor técnico del sistema

Al igual que ocurre con el OM, la metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema está todavía pendiente de aprobación; la CNMC tiene mandato de hacerlo, de acuerdo con lo dispuesto en la Orden IET/2445/2014. Mientras tanto, el GTS recibe retribuciones provisionales que serán liquidadas cuando se apruebe la metodología y

se hagan los cálculos correspondientes. En los últimos años, la retribución provisional ha sido 24 M€ (alrededor de un 0,8 % de la recaudación por peajes y cánones), como se indica en la Orden IET/2736/2015.

4.2.3. Tasa MINETUR/CNMC

Como contraprestación a los servicios realizados en el sector del gas natural, parte de los ingresos necesarios para el funcionamiento de la CNMC (y anteriormente la Comisión Nacional de la Energía) se ingresan en forma de tasa a las actividades reguladas del sistema gasista (un 0,14 % de la facturación de cánones y peajes). La cantidad recaudada prevista para 2017 es de 4 M€.

4.3. Anualidades y desajustes

4.3.1. Anualidad por Laudo de París

Esta anualidad es el resultado de un litigio entre la comercializadora Gas Natural Fenosa y la empresa productora Sonatrach. La primera tenía un contrato de suministro a largo plazo con la empresa nacional argelina, a través del gasoducto Magreb-Europa. En 2007, Sonatrach trató de revisar al alza los precios, cosa que como hemos visto es una práctica habitual, pero no llegó a un acuerdo con Gas Natural. Por ello, elevó su petición a un tribunal de arbitraje comercial. Aunque los procesos de este tipo de tribunales son inherentemente confidenciales, sí trascendieron los principales elementos del laudo de arbitraje, al estar obligada Gas Natural a informar a la Comisión Nacional del Mercado de Valores de los hechos relevantes [28]. El resultado del litigio fue que Sonatrach tenía en efecto derecho a un incremento del precio del gas natural suministrado. Puesto que la fecha del laudo es 2010, esta decisión tenía efectos sobre el gas ya suministrado entre 2007 y 2009, que se cuantificaron en unos 2.000 millones de dólares (algo menos de 1.500 M€ en ese momento). Posteriormente tuvo lugar una negociación post-arbitraje[3] que, a mediados de 2011, acabó con ambas empresas acordando declarar nulo el laudo; a cambio, Sonatrach cobró parte de la deuda accediendo al accionariado de Gas Natural en condiciones ventajosas.

La ley 18/2014 del 15 de octubre reconoció como costes del sistema el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa (el sistema anterior a la TUR) entre 2005 y 2008 procedente del contrato con Sonatrach. La cantidad total a recaudar por este recargo se cuantificó en 164 M€ (Gas Natural Fenosa exigía el doble), algo menos de 33 M€ anuales entre 2015 y 2019 (más intereses). Esta cantidad se repercutiría en el peaje de conducción entre todos los niveles del grupo 3 de forma proporcional al volumen de gas consumido. Esta decisión fue analizada por la CNE [30], cuyo presidente discrepó fuertemente de ella, argumentando que el coste del gas destinado a tarifa no debía considerarse coste regulado del sistema [31].

[3] En 2016, una investigación de la Audiencia Nacional descubrió que Gas Natural había contratado a dos dirigentes del Partido Popular, De la Serna y Arístegui, investigados por supuesto cobro de comisiones ilegales a cambio de trabajos de intermediación para que empresas españolas consiguieran contratos en el exterior [29].

Esta revisión se llevó a cabo en la Orden IET/2445/2014. Como veremos más adelante, elegir un mecanismo u otro para recaudar las retribuciones reconocidas puede tener impacto significativo en las facturas de los consumidores finales. Por ello, cabe destacar que el grupo 3 es el que contiene a los consumidores domésticos; así, los consumidores domésticos incluidos en los grupos 3.1 y 3.2 soportan la mitad del coste adicional del gas proveniente de Argelia, como se observa en la figura 4.3.

	Peaje General			Plantas satélites				Total Grupo 3
	Volumen (MWh)	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Volumen (MWh)	Coeficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	***62.852.867***		***29.762,7***	***753.186***			***212,5***	***29.975,3***
3.1	10.208.412	0,047353	4.834,0	128.920	0,612	0,028980	37,4	4.871,4
3.2	26.097.315	0,047353	12.357,9	188.045	0,615	0,029122	54,8	12.412,6
3.3	1.472.348	0,047353	697,2	14.922	0,616	0,029169	4,4	701,6
3.4	20.810.658	0,047353	9.854,5	272.883	0,722	0,034189	93,3	9.947,8
3.5	4.264.133	0,047353	2.019,2	148.415	0,324	0,015342	22,8	2.042,0
Importe del Laudo (miles €)								***34.725,1***
Diferencia (miles €)								***- 4.749,9***

Figura 4.3: Ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2015 y coste asociado [26].

4.3.2. Anualidad por hibernación de la regasificadora de El Musel

La planta de regasificación de El Musel (Gijón), perteneciente a Enagás y terminada de construir en 2012, está hibernada de acuerdo al Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, al considerar que el suministro de gas natural está garantizado en España sin necesidad de nuevas infraestructuras gasistas, dado que "los ratios de utilización de las infraestructuras gasistas se sitúan entre el 40 y el 60 por ciento hasta 2014, y hay una amplia diversificación de aprovisionamientos y de puntos de entrada al sistema".

Ya cuando se aprobó su construcción hubo dudas sobre su oportunidad, dado su coste y su cercanía a la planta regasificadora de Bilbao (propiedad al 40 % también de Enagás). A pesar de ello, fue incluida en el grupo de planificación denominado "A" en la "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011, en su Revisión 2005-2011"[4]. La nota de prensa en que Enagás anunciaba la concesión del proyecto afirmaba [32]: "[la regasificadora] permitirá el suministro de gas natural en condiciones óptimas de operación y seguridad a las centrales de ciclo combinado, 16 grupos de 400 MW, que está previsto que se ubiquen en su zona de influencia". Según Ecologistas en Acción [33], solo 2 de esas centrales, las de Soto de Ribera, están funcionando, y tan solo al 4 % de su capacidad[5]. "En cualquier caso, esta infraestructura

[4]En la categoría A se incluyen los proyectos de infraestructuras prioritarias, cuya aprobación no está sujeta a ningún tipo de condicionante.

[5]En el mismo texto se dice que El Musel aparece en la planificación del sector gasista por decisión del

es necesaria para atender la demanda punta prevista para el conjunto del Sistema Gasista en el horizonte de Planificación (2011)", terminaba la nota. A día de hoy, según el Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, el sistema gasista funciona sin problemas sin la regasificadora de El Musel.

La disposición transitoria tercera ("Suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular") de la citada ley reconoce a la empresa propietaria:

- transitoriamente, una retribución financiera del inmovilizado (que tiene un valor estimado de 380 M€), hasta el restablecimiento de la tramitación suspendida de estas instalaciones;
- con el objetivo de que la instalación esté disponible para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine, una retribución por los costes de operación y mantenimiento.

Para 2017, la primera se estima en 20 M€ y la segunda en 4 M€, lo que suma un total de 24 M€.

Finalmente, en 2013 el Tribunal Superior de Justicia de Madrid anuló la autorización de la regasificadora, por incumplir la normativa al estar a menos de 2.000 metros de zonas habitadas. Esta sentencia fue confirmada por el Tribunal Supremo, que rechazó el recurso de casación presentado por el Ministerio de Industria y Enagás [34]. A pesar de eso, El Musel sigue recibiendo una retribución financiera para compensar la inversión realizada; no obstante, las retribuciones recibidas son provisionales, y no tienen un reconocimiento definitivo. De hecho, partidos políticos y organizaciones ecologistas han exigido que la empresa propietaria de El Musel sea obligada a devolver las retribuciones recibidas y que la planta sea desmantelada.

4.3.3. Anualidad por hibernación del almacenamiento subterráneo Castor

El almacén subterráneo Castor, situado en el Mediterráneo entre Vinarós y Alcanar, se hizo tristemente famoso por los seísmos causados por su puesta en marcha[6]. A finales de 2013 se produjeron terremotos (cientos de ellos, el mayor de una intensidad de 4,2 en la escala Richter) durante los trabajos de inyección de gas en la plataforma marítima, lo que hizo que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ordenase el cese temporal de su actividad. Un año después, el Gobierno español, mediante el Real Decreto-ley (RDL) 13/2014, aceptó la renuncia de la concesión del almacén de gas Castor, y fijó una indemnización de 1.351 M€ para la compañía concesionaria Escal U.G.S, perteneciente en un 67 % al grupo ACS. Más concretamente, la administración de las instalaciones quedó asignada a Enagás, de modo que:

- Enagás asumió el pago de los 1.351 M€ de indemnización a Escal U.G.S. en un plazo de 35 días desde la aprobación del RDL;

Gobierno del socialista José Luis Rodríguez Zapatero, ante las presiones del Gobierno asturiano de Vicente Álvarez Areces.

[6] Una cronología completa, puede leerse en el "Informe sobre el proyecto Castor", *Síndic de Greuges de Catalunya*, 2014.

- a cambio, se le reconoció el derecho de cobro, con cargo al sistema gasista (y, por tanto a las facturas de los consumidores), de un total de 1.351 M€, a repartir en 30 años desde 2016, a un tipo de interés del 4,3 %[7].
- para hacer frente al pago, Enagás firmó un acuerdo con varias entidades financieras [35], de modo que:
    - cedió a las mismas el derecho de cobro con cargo al sistema[8];
    - recibió el importe de obligación de pago y pagó a Escal U.G.S..

De facto, esto significa que la empresa concesionaria del Castor recibió 1.351 M€ inmediatamente tras la hibernación del almacén y para ello el sistema gasista contrajo una deuda de más de 2.400 M€ (resultado de aplicar a los 1.351 M€ la fórmula de cálculo de intereses detallada en el RDL) a dividir entre 30 años. Para el año 2017, los costes a sufragar son algo menos de 81 M€. Sumados a los costes provisionales de operación y mantenimiento (algo menos de 16 M€), la anualidad correspondiente al Castor en 2017 es de 96 M€[9].

Aunque en la normativa relativa a la concesión existía una disposición que preveía indemnizaciones a Escal UGS, S.L. en el caso de extinción o caducidad de la concesión, el Tribunal Supremo condicionó esta al cumplimiento de dos requisitos: operatividad de las instalaciones (es decir, estar en condiciones de funcionar, de modo que la renuncia comporte una pérdida de lucro) y ausencia de dolo o negligencia. Puesto que el informe facilitado por el Colegio de Ambientólogos de Cataluña indica que se "constata que se han localizado indicios para investigar presuntas negligencias en el procedimiento de evaluación de impacto ambiental y, por tanto, en la ejecución del proyecto, [que] habrían podido comportar la materialización de impactos ambientales críticos en forma de movimientos sísmicos", y puesto que el almacén Castor no estaba en operación en el momento de renuncia a la concesión (ni está claro que pueda retomarla cuando se hagan los estudios geológicos pendientes), diversos organismos como el *Sindic de Greuges* han exigido que se formule un recurso de inconstitucionalidad contra el Real Decreto-ley 13/2014, que la Comisión Europea investigue si constituye una ayuda de Estado y que paralice el pago de la indemnización (además de priorizar frente a esta el pago a los afectados por los seísmos). Esto último ya no es una opción, puesto que legalmente la indemnización había de abonarse de una sola vez y en el plazo de treinta y cinco días a contar desde la entrada en vigor de la norma[10].

El RDL reconoció la indemnización máxima a la concesionaria: el valor neto de las instalaciones. Es por tanto relevante el dato de que la construcción del almacén Castor tuvo un gran

[7] Se calcula a partir de la rentabilidad del bono del Tesoro más la prima de riesgo más una rentabilidad extra por no contar con el aval del Estado.

[8] En los informes de la CNMC, la información sobre los titulares de la deuda es confidencial [36], pero según la prensa son Santander, Caixabank y Bankia.

[9] El *Sindic de Greuges* estimaba unos 3.500 M€ de costes totales asociados al Castor, considerando la suma de los 400 M€ cobrados hasta su cierre, la indemnización, los intereses, el mantenimiento y su posible desmantelamiento.

[10] Según el Sindic de Greuges, "todo parece apuntar a que esta urgencia en el pago está relacionada con el pago de los *project bonds* (bonos de proyectos) que se emitieron a iniciativa del Banco Europeo de Inversiones (BEI) para refinanciar la deuda de construcción del proyecto Castor, y que deben hacerse efectivos a los bonistas antes del 30 de noviembre de este año [2014]."

sobrecoste: una auditoría, encargada por el Ministerio de Industria y sufragada por Enagás y la propia Escal, cifró en más de 1.400 M€ las inversiones realizadas, en lugar de los 500 M€ proyectados [37]. También su necesidad se puso en duda, a pesar de que fue incluido en el grupo de planificación denominado "A Urgente" en la "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011, en su Revisión 2005-2011"[11].

4.3.4. Anualidad por déficit de tarifa

Cada año, en sus liquidaciones, la CNMC realiza un balance de los ingresos y de los costes del sistema, y comprueba si los primeros son mayores o iguales a los segundos. De no ser así, se tiene un déficit. A lo largo de esta década, cada año, el sistema gasista ha tenido sistemáticamente un déficit de varios cientos de millones de euros. como se muestra en la figura 4.4.

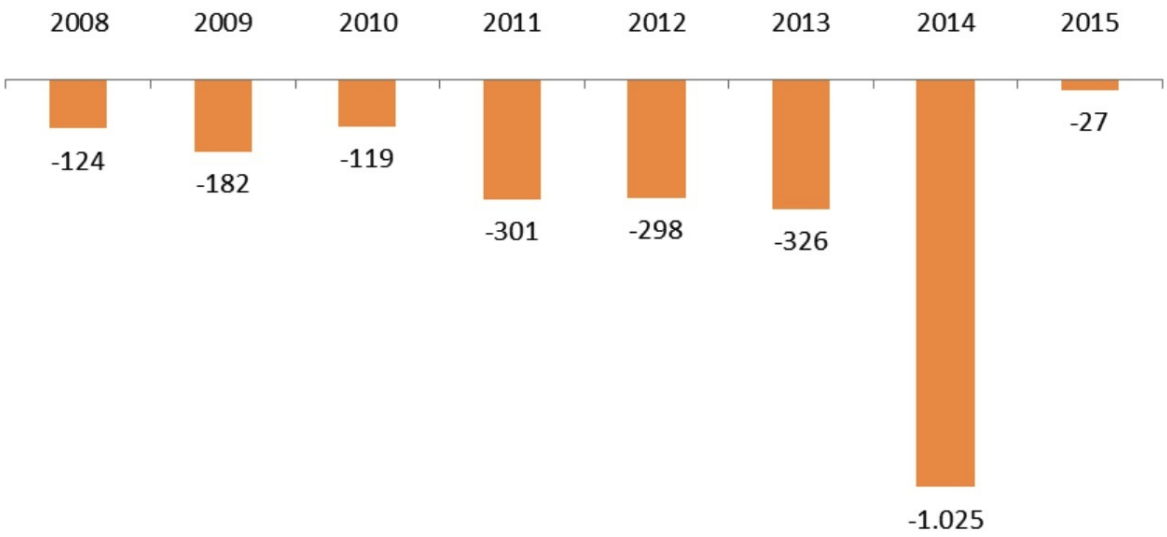

Figura 4.4: Déficits acumulados del sistema gasista en el periodo 2008-2014 y desajuste 2015 (M€) [36].

Si por ejemplo, al liquidar el año Y, la CNMC estima que ha habido una determinada desviación (X=R-I) entre ingresos (I) y retribuciones (R), esa desviación X es financiada por las empresas del sector gasista; a partir del tercer mes del año siguiente Y+1, esa cantidad X se agrega, con intereses, a la cantidad a recibir por esas empresas. Ahora bien, si los peajes (y por tanto los ingresos) del sistema gasista en el año Y+1 son los mismos que en el año Y, este procedimiento lleva a generar un déficit 2X en el año Y+1: un X debido a que los ingresos no cubren las retribuciones (exactamente igual que pasó en el año Y), y otros X debidos a que además hay que hacerse cargo de la retribución reconocida del año anterior. Esto es lo que ocurrió por ejemplo entre 2010 y 2011, en que el déficit acumulado se dobló.

[11] La categoría "urgente" se concede cuando "por motivos de seguridad del sistema gasista o de necesidad de atención de determinadas demandas, es necesario agilizar al máximo posible su autorización, construcción y puesta en operación".

Se constata así que, en ausencia de medidas para aumentar los ingresos del sector gasista, la diferencia entre ingresos y retribuciones tiende a crecer a ritmo constante año a año. Si el Gobierno, además de reconocer el déficit de años anteriores en las retribuciones de años siguientes, aumenta los peajes en una cantidad X para así aumentar los ingresos del sistema, tampoco será suficiente: esta subida servirá para no generar nuevo déficit en el año Y+1, pero se arrastrará el originado en el año Y. Eso es lo que se observa por ejemplo entre 2011 y 2013, en que el déficit fue constante y aproximadamente igual a 300 M€.

No obstante, esa práctica se abandonó en 2014. En los años siguientes, las desviaciones de años anteriores no se incluyeron automáticamente en las retribuciones reconocidas para el año corriente. Eso explica que en 2015 apenas se generara déficit. Por otra parte, como consecuencia, el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, tuvo que reconocer la existencia de una deuda acumulada de unos 1.000 M€. De esta cantidad, como se observa en la figura 4.5 un tercio corresponde a Enagás y otro al Grupo Gas Natural.

Grupo	Importe Financiado (€)	Porcentaje Financiación Déficit	Porcentaje Financiación Acumulado
Enagas	417.859.894,84	41%	41%
Gas Natural	333.999.351,56	33%	73%
Naturgas	56.188.980,88	5%	79%
Madrileña Red de Gas	47.384.702,63	5%	83%
Redexis Gas	44.162.651,07	4%	88%
Gas Extremadura	6.030.469,04	1%	88%
Otros	119.426.895,64	12%	100%
TOTAL	**1.025.052.945,66**	**100%**	**-**

Figura 4.5: Importe de déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 financiado por cada grupo empresarial [26].

Los acreedores tendrán derecho a recuperar esta deuda en liquidaciones correspondientes a los 15 años siguientes a un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado[12]. Es en los peajes de 2017 donde esto se pone en práctica, al incorporar un nuevo concepto de costes al sistema [26]: la anualidad correspondiente a la recuperación del déficit acumulado, que se estima en 80 M€. Esta cantidad irá decreciendo en el tiempo hasta 2031. El esquema de amortización podría cambiar en caso de que hubiera superávits del sistema gasista, que se destinarían a liquidar esta deuda.

[12]No se establece, a diferencia de en el sector eléctrico, un mecanismo de titulización.

4.3.5. Desajustes temporales

En paralelo al reconocimiento de la deuda acumulada a 31/12/2014, el artículo 61 del Real Decreto-ley 8/2014 estableció un mecanismo por el cual los peajes pasan a actualizarse automáticamente para evitar la acumulación de nuevos déficits[13] (adicionalmente, los peajes no pueden bajarse mientras haya deuda pendiente, y si los ingresos superan a los gastos, la diferencia se dedicará a saldar dicha deuda). No obstante, este sistema está basado en predicciones y no puede evitar que haya desajustes temporales entre ingresos y gastos (lo que hace es, en principio, reaccionar automáticamente ante ellos). De haber desajuste, este es financiado por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda, y la deuda les es devuelta en los cinco años siguientes con intereses (con prioridad frente al resto de costes del sistema). El desvío en la liquidación de 2015 fue de 23 M€. Como consecuencia, la partida dedicada a desajustes temporales en la orden de peajes de 2017 fue de 5,6 M€.

4.4. Resumen

La mayoría de los conceptos presentados en la sección 4.3 se traducen en una deuda que ha contraído el sistema gasista y que debe devolver, como hemos visto, mediante anualidades. En la figura 4.6 se presenta el desglose por conceptos de la deuda de 2.500 M€ existente a fecha de 31/12/2016. De esta cantidad, aproximadamente la mitad está en manos de entidades financieras (la asociada al Castor) y el resto de empresas energéticas [36].

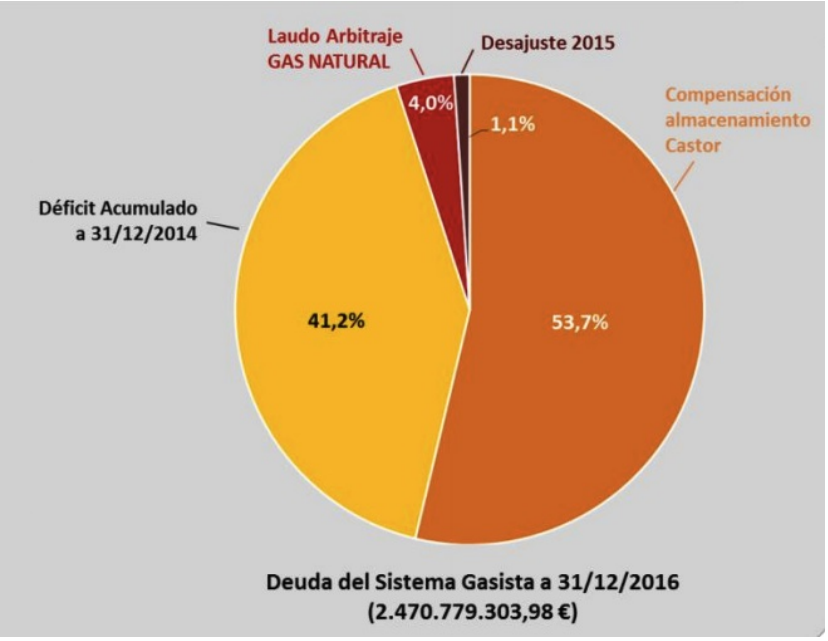

Figura 4.6: Deuda del sistema gasista a 31/12/2016 desglosada por tipos de derechos de cobro [36].

[13] Un mecanismo análogo se estableció en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Los costes regulados aparecen desglosados en la figura 4.7 y agrupados temáticamente por colores. De ellos, tres cuartas partes corresponden al coste de las instalaciones gasistas: regasificación, transporte, almacenamiento y distribución; un 2 % a gestión del sistema, lo cual incluye el gas de operación y una parte del presupuesto de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema; un 5 % a anualidades reconocidas por hibernaciones y refacturaciones; y un 3 % a desajustes de años anteriores, incluyendo la anualidad del déficit de tarifa.

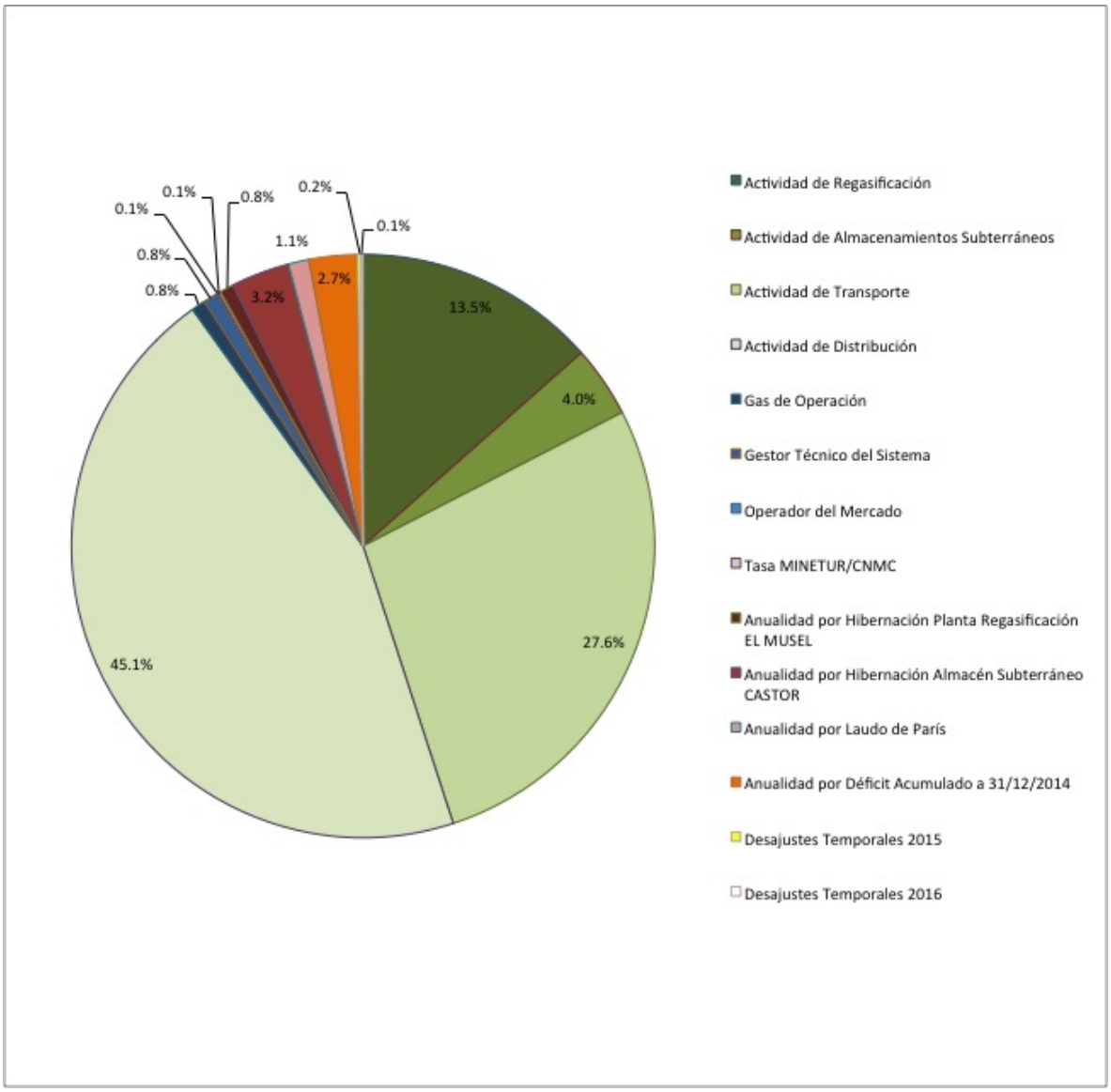

Figura 4.7: Reparto porcentual de los costes regulados del sistema gasista en 2017. Las cifras absolutas y su evolución temporal pueden consultarse en la figura 4.2.

Capítulo 5

Impuestos aplicados sobre el gas natural

5.1. Impuesto general de hidrocarburos

Según la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética:

> *La imposición sobre hidrocarburos además de ser una fuente relevante de ingresos tributarios constituye un potente instrumento al servicio de la política de protección del medio ambiente plenamente asentado en nuestro ordenamiento jurídico.*

Hasta 2013, el gas natural había estado exento de dicho impuesto. Esto era así porque la Directiva 2003/96/CEE permitía establecer exenciones para el gas durante 10 años, siempre que el consumo de gas natural estuviera por debajo del 25 % del consumo energético final. Desde entonces, se establece un impuesto indirecto que grava el consumo:

- tipo general de 0,234 c€/kWh para el gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios;
- tipo reducido de 0,054 c€/kWh) para el gas natural destinado a usos con fines profesionales (que no sean procesos de generación y cogeneración eléctrica).

La comercializadora se encarga de recaudarlo a través de la factura de los consumidores para luego liquidarlo con Hacienda.

5.2. Impuesto sobre el valor añadido

De acuerdo con la Agencia Tributaria, el IVA es un tributo de naturaleza indirecta que recae sobre el consumo y grava las entregas de bienes y prestaciones de servicios efectuadas por empresarios y profesionales, las adquisiciones intracomunitarias y las importaciones de bienes.

En tanto bien de consumo, el gas natural está sujeto a IVA. Es el consumidor quien soporta el impuesto, que es recaudado por la empresa comercializadora. Desde el Real Decreto-ley 20/2012, el IVA supone un 21 % sobre el total de la factura de suministro (anteriormente era el 18 %), incluyendo este total el impuesto general de hidrocarburos.

Capítulo 6

La factura del consumidor final

En la siguiente sección analizamos las facturas que se encontrará el consumidor final, tanto si es suministrado por una comercializadora de último recurso como si está en el mercado libre. Estas facturas suelen incluir referencias a algunos de los elementos que hemos discutido en este informe (”peaje”, “importe destinado al GTS”, etc) pero no a todos, y por tanto puede ser interesante repasarlas.

Conviene para empezar no perder de vista que **los costes del sistema gasístico están discutidos en su práctica totalidad en la sección anterior**: hemos visto qué cantidades se ha de pagar (lo hace la empresa comercializadora) para aprovisionarse de gas y para tener acceso a las instalaciones de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento. Esas cantidades vienen determinadas por el precio del gas (que es un coste variable) y por lo que cuesta realizar las actividades reguladas (que tiene coste fijo y tiene coste variable, y que incluye el margen de beneficio de quien las realiza), y hemos discutido cada una de ellas. Hemos mencionado los costes que añade la comercializadora asociados a su actividad.

Lo que veremos a continuación es por tanto cómo la empresa comercializadora traslada sus costes, más su margen de beneficio, al consumidor final. En principio, el contrato que la comercializadora firme con el suministrado podría tener cualquier forma: podría depender únicamente del consumo o por el contrario podría ser una cantidad fija al mes; lo único que tendría que ocurrir es que, para que su actividad sea sostenible económicamente, la comercializadora ingrese del conjunto de sus clientes una cantidad total que cubra sus costes y margen de beneficio. Sin embargo es razonable pensar que, para evitar problemas financieros, cada comercializadora tratará de establecer una factura que se adecúe bien a sus costes y que por tanto tenga un término fijo y un término variable cuya importancia relativa refleje la de sus costes fijos y sus costes variables respectivamente. Los términos fijos y variables de la TUR, en particular, deberían ser un buen indicativo de los costes fijos y variables del sistema en su conjunto, puesto que las CUR pertenecen a los principales grupos empresariales que operan en el sistema. Conviene no obstante mencionar la salvedad de que las facturas que describiremos corresponden a pequeños consumidores, y en particular la TUR sólo está disponible para estos.

6.1. Ejemplos de factura de pequeño consumidor

DATOS DEL CONTRATO

Titular del contrato:
NIF:
Dirección de suministro:
Producto contratado: Tarifa De Último Recurso T1
Tipo de gas: Gas natural
CUPS:

Número de contador:
Referencia del contrato:
Su comercializadora: Endesa Energía XXI S.L.U.
Peaje de acceso: 3.1P

DETALLE DE LA FACTURA

GAS NATURAL		
Termino energia gas	288 KWh x 0,048244 €/KWh	13,89 €
Termino fijo	67 días x 0,142295 €/dia	9,53 €
Impto.hc general (#)	288 KWh x 0,00234 €/KWh	0,67 €
Importe total		**24,09 €**
IVA	Normal 21 % sobre 24,09	5,06 €
TOTAL IMPORTE FACTURA		**29,15 €**

Información facturación ATR (*)
Tarifa Peaje: 3.1P

Término fijo		Término variable	
€/mes	Meses	€/kWh	kWh
2,530000	2,23	0,029287	288
Total	**5,65 €**	**8,43 €**	

(*) Orden IET/2736/2015 de 18/12/2015

Figura 6.1: Ejemplo de factura de comercializadora de último recurso.

En la factura de la figura 6.1 vemos:

- un término fijo, independiente de la energía consumida, de 0,142295 €/día, que para 67 días suma 9,53 €;
- un término variable, proporcional a la energía consumida: 288 kWh consumidos, a 0,048244 €/kWh, suponen 13,89 €;
- a lo anterior se le suma el impuesto general sobre hidrocarburos, que también depende del consumo: para 288 kWh, a 0,00234 €/kWh, son 0,67 € adicionales;
- finalmente, hay que multiplicar la cantidad total sin IVA, 24,09 €, por 1.21 para obtener el total con IVA, que es 29,15 €.

Sin embargo, vemos más abajo otros números que pueden confundirnos: un término fijo de 2,53 €/mes y otro variable de 0,029287 €/kWh. Si uno multiplica 2,53 €/mes por 2,23 meses obtiene 5,65 €, y si multiplica 0,029287 €/kWh por 288 kWh obtiene 8,43 €. ¿Qué son esas cantidades (y su suma, 14,08 €)? Esas son las cantidades que la comercializadora ha pagado en concepto de peajes por este cliente en concreto, dinero que irá destinado a retribuir las actividades reguladas. Conviene fijarse en que las cantidades unitarias 2,53 €/mes y 0,029287 €/kWh son fijadas por la Administración, en la Orden IET/2736/2015 que aparece

mencionada en la factura, y que corresponden a los consumidores clasificados en la categoría 3.1 (presión y consumo igual o menor a 4 bares y 5.000 kWh/año respectivamente). En este caso, de los 24,09 € de factura sin impuestos, 14,08 € corresponden a costes regulados.

La factura anterior corresponde a una Tarifa de Último Recurso. En la figura 6.2 se muestra una factura correspondiente al mercado libre, en que se puede observar que existen los mismos campos (término de energía o variable, término fijo, impuesto de hidrocarburos e IVA), además de otros servicios optativos que no entraremos a discutir.

Facturación

CONSUMOS 16.03.2016 - 17.05.2016
Equipo de Medida:
Lect. Anterior 15.03.2016 2.822
Lect. Actual 17.05.2016 2.876
Consumo (real) 54 m³ 572 kWh

Los kWh resultan de multiplicar los m³ por el factor de conversión (10,5926 kWh /m³), el cual, a su vez, es el resultado de multiplicar el factor de corrección de volumen (1,0000 Nm³/m³) por el Poder Calorífico Superior (10,5926 kWh /Nm³).
Conversión 1 kWh = 0,0036 Gj
CUPS: Ref. contrato acceso:
Peaje de acceso: 3.1 BOE: 26.12.2014
Precio Gas EDP 1 En vigor desde: 01.04.2016

gas natural

Consumo (16.03.2016 - 31.03.2016) 145 kWh x 0,04968589 €/kWh (01.04.2016 - 17.05.2016) 427 kWh x 0,04789849 €/kWh	27,65 €
Disponibilidad - 10% de descuento (0,142295 € x 63,00 día(s)) - 10% x 8,96 €	8,06 €
Impuesto sobre Hidrocarburos (Conversión 572 kWh = 2,0592 Gj) 2,0592 Gj x 0,65 €/Gj	1,34 €
Alquiler de equipos	2,58 €
Total gas natural	**39,63 €**
Base Imponible	39,63 €
IVA (21%)	8,32 €
Total a pagar	**47,95 €**

Figura 6.2: Ejemplo de factura de comercializadora del mercado liberalizado.

Cabe mencionar que, de acuerdo a los comparadores de tarifas de la CNMC [38], el peso del término fijo en la factura de gas de un consumidor tipo ronda el 25 %, frente al 75 % del término de energía[1].

6.2. Cómo se determina la tarifa en el mercado libre

Como hemos visto, en principio las comercializadoras tienen total libertad para ofertar suministro a sus clientes. No obstante, como también hemos discutido, es razonable pensar que la factura se adecuará al menos en parte a sus costes, y que por tanto tendrá un término fijo y un término variable cuya importancia relativa refleje la de sus costes fijos y sus costes variables respectivamente. Y aquí entra en juego la Administración.

Recordemos que son las empresas propietarias de infraestructuras las que se encargan de la recaudación de los peajes con los que el sistema ingresa las cantidades necesarias para cubrir los costes de las actividades reguladas. La CNMC luego se encarga de hacer las liquidaciones de modo que:

[1] Esto es diferente a la factura eléctrica, en que el término fijo es cercano a la mitad de la factura.

- quienes hayan recaudado una cantidad superior a la retribución que les corresponde, paguen el sobrante al sistema;
- este sobrante se redirija a quienes hayan recaudado una cantidad inferior a la retribución que les corresponde.

Se trata de la Administración quien decide los detalles de los peajes que pagan las comercializadoras, con la única condición fundamental de que sean suficientes para cubrir los costes regulados del sistema. Pues bien, estos peajes son distintos dependiendo de a qué tipo de consumidor vaya destinado el gas. Los consumidores se clasifican básicamente por la presión y cantidad del gas suministrado, y estos peajes son mayores para los consumidores domésticos (baja presión y cantidad) que para los industriales. Un ejemplo puede verse en la figura 6.3. Por ejemplo, a la hora de diseñar la tarifa para un pequeño consumidor, la empresa comercializadora lo hará probablemente tomando como referencia los peajes 3.1 o 3.2, que son los que tiene que abonar para darle servicio. Como consecuencia, la decisión de peajes tomada por la Administración tiene un efecto indirecto en cómo es la tarifa del consumidor final[2].

PEAJE	TÉRMINOS DE PEAJE				TÉRMINO
Peaje 1 (P>60bar)	Término fijo c€/kWh día/mes	Δ (*)	Término variable c€/kWh	Δ (*)	Término variable c€/kWh
1.1 Consumo ≤ 200GWh	3,4560	0,00%	0,0847	0,00%	Varía según oferta de la compañía
1.2 200GWh/año <Consumo ≤ 1000 GWh/año	3,0875	0,00%	0,0682	0,00%	
1.3. .Consumo > 1000 GWh/año	2,8657	0,00%	0,0615	0,00%	
Peaje 2 (4 bar<P≤60 bar)	Término fijo c€/kWh día/mes	Δ (*)	Término variable c€/kWh	Δ (*)	Término variable c€/kWh
2.1 Consumo ≤ 0,5 GWh/año	25,3055	0,00%	0,1934	0,00%	Varía según oferta de la compañía
2.2 0,5 < Consumo ≤5 GWh/año	6,8683	0,00%	0,1543	0,00%	
2.3 5 < Consumo ≤30 GWh/año	4,4971	0,00%	0,1249	0,00%	
2.4 30 <Consumo ≤ 100GWh/año	4,1210	0,00%	0,1121	0,00%	
2.5. 100 < Consumo ≤ 500GWh/año	3,7887	0,00%	0,0983	0,00%	
2.6 Consumo > 500GWh/año	3,4848	0,00%	0,0852	0,00%	
Peaje 3 (P≤ 4 bar)	Término fijo €/ mes	Δ (*)	Término variable c€/kWh	Δ (*)	Término variable c€/kWh
3.1 Consumo ≤ 5.000 kWh/año	2,53	0,00%	2,9287	1,65%	Varía según oferta de la compañía
3.2 5.000 <Consumo ≤ 50.000 kWh/año	5,79	0,00%	2,2413	2,16%	
3.3 50.000 kWh/año <Consumo ≤100 MWh/año	54,22	0,00%	1,6117	3,03%	
3.4 Consumo >100 MWh/año	80,97	0,00%	1,3012	3,78%	
Peaje P>4 bar. Consumidores industriales con carácter interrumpible	c€/kWh día/mes	Δ (*)	c€/kWh	Δ (*)	C€/kWh
3.5 Consumo > 8 GWh/año	5,9258	0,00%	0,2010	30,86%	Varía según oferta de la compañía

Figura 6.3: Peajes de aplicación a partir del 1 de enero de 2015 [39].

A eso la comercializadora añadirá el coste del gas y sus costes de comercialización, además de su margen de beneficio.

[2]Según la CNMC [14], "en general, las empresas utilizan el término fijo de conducción del peaje de transporte y distribución firme como término fijo de sus ofertas".

6.3. Cómo se determina la Tarifa de Último Recurso.

La Tarifa de Último Recurso es la que corresponde a los consumidores suministrados por una Comercializadora de Último Recurso. Se fija trimestralmente mediante órdenes ministeriales. Consta de un término fijo (€/mes) y un término variable (€/kWh), y ambos se calculan siguiendo metodologías establecidas por el regulador. Este cálculo se hace con el objetivo de que la tarifa contribuya a cubrir los costes del sistema. Se actualizan, por tanto, de acuerdo a la cuantía de los peajes (que, como hemos visto, se recaudan para remunerar las actividades reguladas) y al precio de la materia prima. En esto no hay diferencia con la determinación de la tarifa en el mercado libre.

La única diferencia recae en que, en la Tarifa de Último Recurso, la metodología por las que se trasladan esos costes a la factura es pública y fijada por la Administración. Se hace trimestralmente, siguiendo los criterios generales que se pueden encontrar en la Orden ITC/1660/2009 (modificada posteriormente por la Orden IET/2736/2015) y que tienen en cuenta:

- Peaje de regasificación.
- Coste medio de descarga de buques.
- Coste medio de almacenamiento.
- Coste medio de almacenamiento de GNL.
- Coste que corresponde al término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución.
- Costes de comercialización.
- Coste de la materia prima.

En la figura 6.4 puede verse la evolución de la factura TUR en la última década.

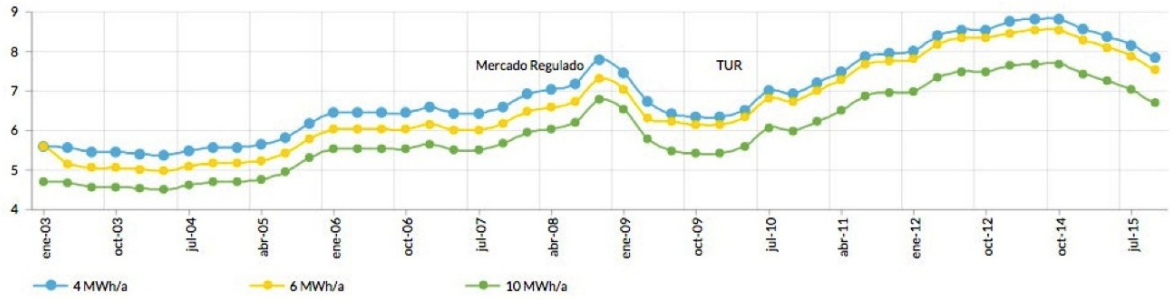

Figura 6.4: Evolución del coste de gas natural (c€/kWh) para consumidores tipo acogidos a TUR1, impuestos incluidos [40].

Capítulo 7

Elementos adicionales para el debate

En este capítulo resumimos la información fundamental desarrollada en las secciones anteriores y profundizamos en algunos de los asuntos que consideramos clave para el análisis del sector gasista, y en particular de su evolución y de los problemas de que adolece.

7.1. Resumen de los costes del sistema

A modo de resumen, en la figura 7.1 se representa el porcentaje del coste anual del sistema gasista español que corresponde a cada grupo de conceptos de los discutidos anteriormente. Para ello, usamos los datos de coste total previsto para 2017 de la figura 4.1, la previsión de 320 TWh de demanda anual y un coste de materia prima de 0,02 €/kWh (estimado a partir de los datos usados para estimar la TUR a finales de 2016 y comienzos de 2017).

Sin considerar impuestos, los datos más relevantes son:

- Algo más de dos tercios de los costes, un 68 %, corresponden a la materia prima.
- Algo menos de un tercio, el 29 %, corresponde a las instalaciones en que se llevan a cabo las actividades reguladas: regasificación, transporte, almacenamiento y distribución.
- Un 0,6 % se destina a la gestión del sistema: compra de gas de operación, remuneración del GTS y del OM y cuota de la CNMC.
- Un 1,6 % del coste es debido a las anualidades reconocidas como compensación por hibernaciones y sobrecostes a las empresas que participan en actividades reguladas.
- Finalmente un 0,9 % se destina a pagar desviaciones de costes en años anteriores, y en particular a devolver el déficit de tarifa acumulado hasta 2014.

Este es el reparto del coste total que, de acuerdo a las estimaciones de 2017, es de 9.400 M€, lo cual para 320 TWh corresponde a algo menos de 0,03 €/kWh.

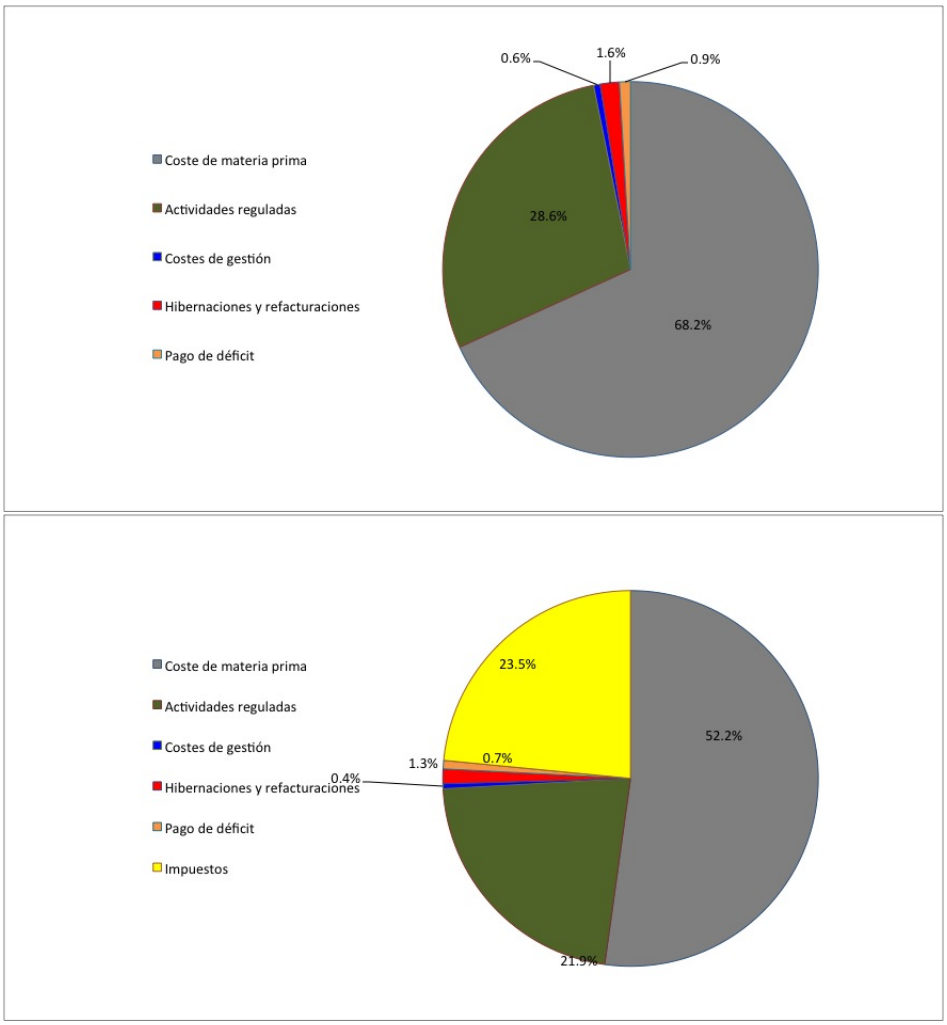

Figura 7.1: Resumen de los costes del sistema gasista sin (arriba) y con (debajo) impuestos.

Si a eso le añadimos los impuestos, vemos que la la materia prima pasa a ser aproximadamente la mitad del coste, mientras que actividades reguladas e impuestos suponen un cuarto cada uno.

7.2. Comparación con otros países europeos.

Para valorar si estos costes son elevados, es interesante comenzar por una comparación internacional. Mostramos los datos más relevantes actualizados a principios de 2016 en la figura 7.2.

- Para consumidores domésticos, España tenía a principios de 2016 uno de los precios medios del gas natural más altos de Europa antes de impuestos, sólo superada por Portugal, Liechtenstein y Suecia.

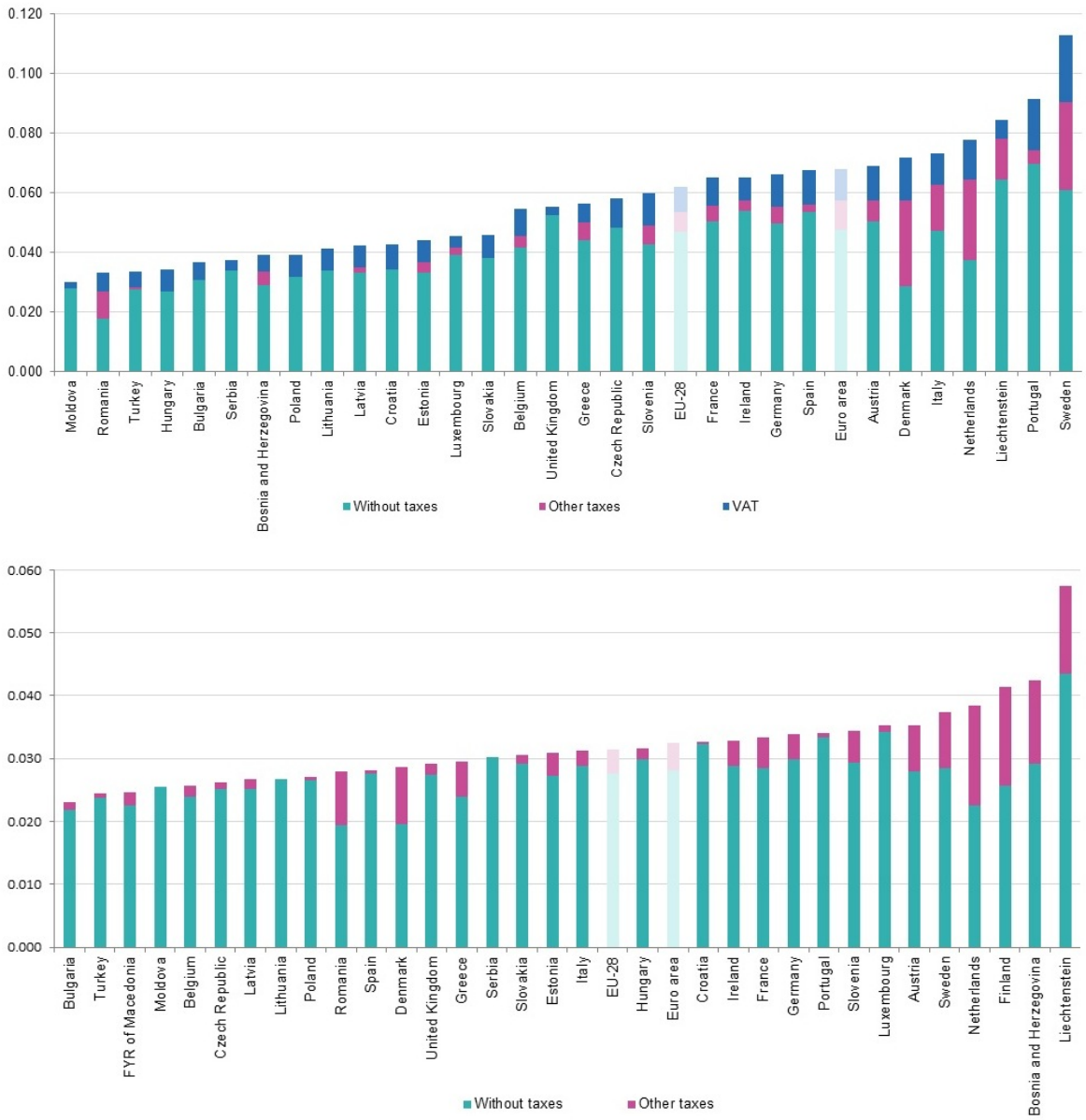

Figura 7.2: Precio medio (€/kWh) del gas natural en Europa para consumidores domésticos (arriba) e industriales (debajo) [Eurostat].

- En España, el consumidor doméstico soporta una carga fiscal relativamente baja en comparación con otros países europeos, de modo que el precio después de impuestos está cerca de la media de la zona euro (aunque todavía por encima de la media europea).
- Por el contrario, el precio medio del gas natural después de impuestos para consumidores industriales estaba ligeramente por debajo de la media europea, gracias en parte a una carga fiscal muy baja.

Estas conclusiones generales se han mantenido en el tiempo, como puede comprobarse con los datos del informe de la CNMC "Información básica de los sectores de la energía 2014", en la sección "Comparación internacional de precios de gas", a partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía de 2012.

7.3. Reparto de los costes del sistema entre los consumidores

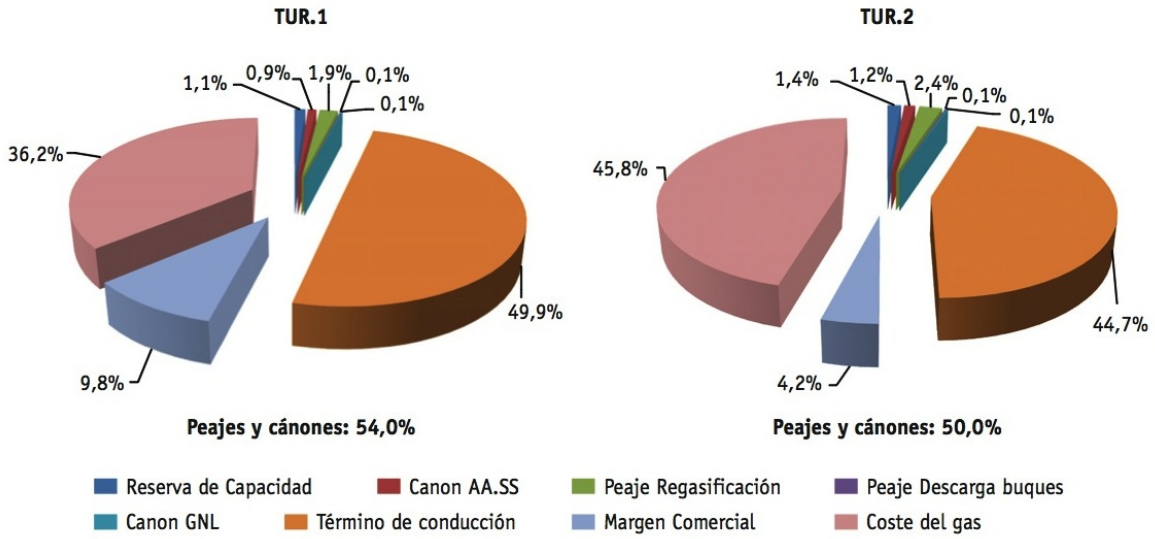

Figura 7.3: Composición de las TUR en 2014 [3].

Hemos visto en la subsección 7.1 cuál es la proporción en que entran los diferentes elementos del sistema gasista en la estructura de costes. No obstante dicho reparto de costes, diferentes consumidores tienen diferentes tarifas debido a que, como hemos visto, las comercializadoras que les suministran pagan diferentes peajes por el uso de las instalaciones de terceros. Como resultado, diferentes tipos de consumidores pagan el suministro de gas más barato o más caro y soportan en su factura una mayor o menor proporción de costes del sistema. Esta es una de las explicaciones de las diferencias observadas en la subsección anterior.

Este hecho es relativamente fácil de cuantificar en el caso de consumidores domésticos acogidos a la tarifa de último recurso, como vemos en la figura 7.3. Tanto si se trata de la TUR.1 como de la TUR.2 (consumos por encima o por debajo de 5.000 kWh/año), la proporción de lo pagado destinado al coste del gas está muy por debajo del 68 % (la proporción que supone el coste de la materia prima en los costes del sistema): está entre el 36 % para clientes acogidos a la TUR.1 y el 46 % correspondiente a clientes acogidos a la TUR.2 (46 % y 50 % respectivamente si se incluye el margen comercial). El resto corresponden a los peajes destinados a pagar el resto de costes del sistema.

Por no ser los datos públicos, es difícil hacer una estimación similar para consumidores domésticos no acogidos a la TUR. No obstante, puede tenerse en cuenta que:

- El coste típico de la factura de un cliente acogido a TUR es parecido al de un cliente en el mercado libre. Según el comparador de tarifas de la CNMC, como puede verse en la figura 7.4, en 2016 la mitad de las ofertas de suministro en el mercado libre ofrecían un precio ligeramente inferior a la tarifa regulada, y la otra mitad ofrecían el suministro a precios superiores[1]. En promedio el coste para pequeños consumidores con consumos bajos (por no incluir calefacción o vivir en zona de clima relativamente cálido) era el mismo si estaban acogidos a TUR o estaban en el mercado libre; para consumidores domésticos de consumos más altos (zona fría de España), la TUR era un 2 % más barata.

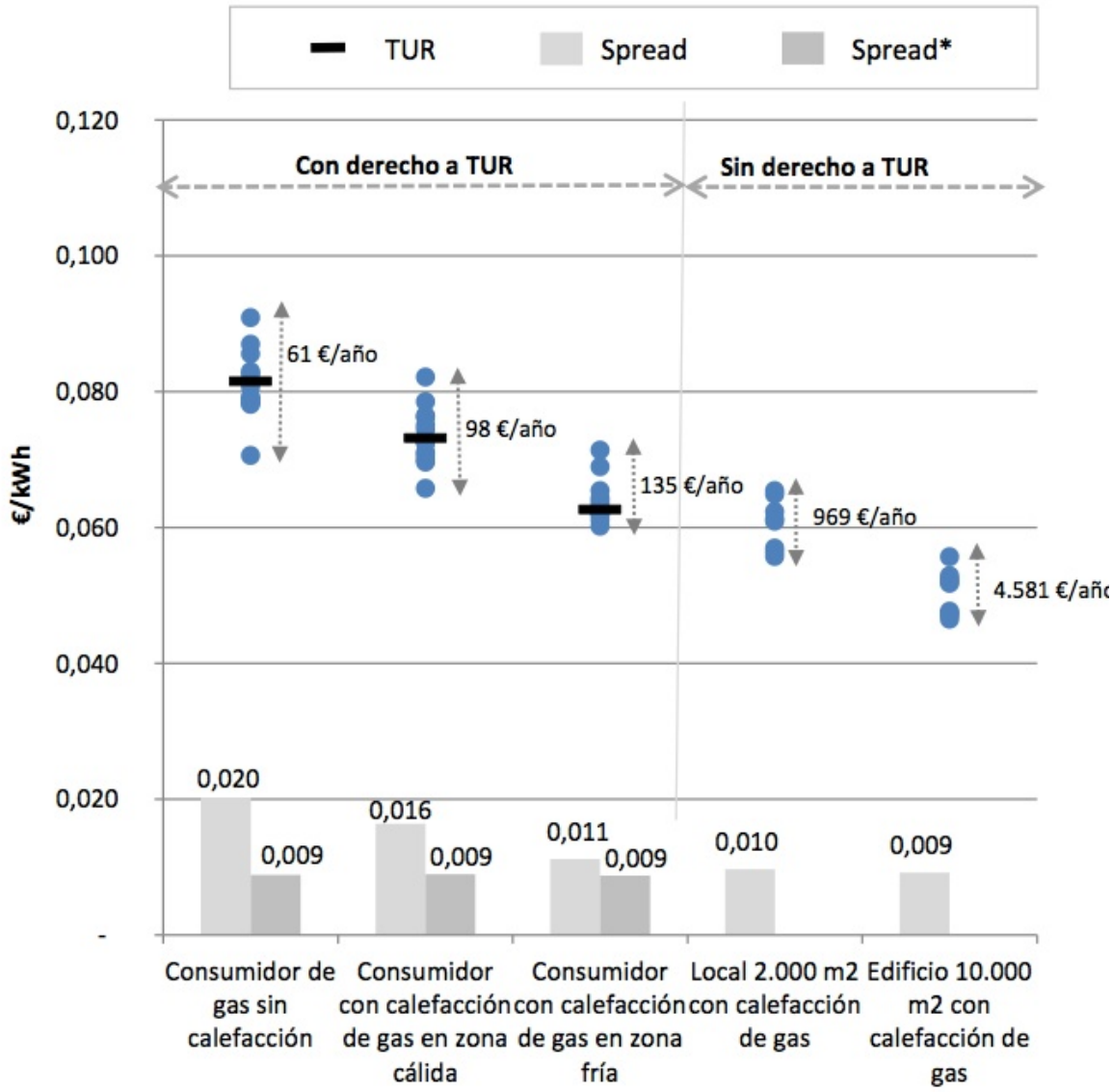

Figura 7.4: Comparativa de tarifas de suministro de gas [16].

[1] "El *spread* [la diferencia] entre la máxima y la mínima oferta se sitúa entre 0,02 €/kWh y 0,011 €/kWh según el nivel de consumo, lo que supone una diferencia en facturación de 61 €/año para un consumidor de gas sin calefacción, y de 135 €/año para un consumidor con calefacción de gas en zona fría.

- Los consumidores acogidos a la TUR.1 y TUR.2 se encuadran respectivamente en los grupos de peajes 3.1 (consumo anual por debajo de 5.000 kWh) y 3.2 (por encima de 5.000 kWh y por debajo de 50.000 kWh); los consumidores domésticos en el mercado libre caen habitualmente en los mismos grupos.
- Como hemos visto, no parece que el coste del gas para las CUR vaya a ser significativamente más bajo que para las comercializadoras en el mercado libre (si acaso, vistos los sobrecostes asociados a la subasta TUR, en el pasado podía ser más caro).

Con estos datos, puede deducirse con cierta confianza que también en la factura de los consumidores domésticos no acogidos a la TUR el coste relativo al gas consumido está significativamente por debajo de los dos tercios de la misma.

Es igualmente complicado desglosar la factura de grandes consumidores. Sin embargo, sí podemos afirmar con seguridad que, puesto que los costes regulados del sistema son un tercio del total, y para los consumidores domésticos suponen más de la mitad de la factura, para el resto de consumidores, y en particular para los grandes consumidores, suponen menos de un tercio. La consecuencia es obviamente que, si los grandes consumidores soportan en menor proporción los costes del sistema, su factura es más barata.

Otra forma de cuantificarlo es comparar los peajes que pagan, a través de su factura, unos y otros. Por ejemplo, en las siguientes dos figuras puede comprobarse que la mitad de los peajes de transporte (del término de conducción, concretamente, que constituye el peaje que más dinero ingresa al sistema gasista) son pagados finalmente por los consumidores de los grupos 3.1 y 3.2 (códigos 301 y 302, en los que se encuadran la mayoría de hogares), a pesar que, como hemos visto, estos grupos suponen del orden del 10 % del consumo. Es decir, los consumidores domésticos soportan en mayor proporción los costes del sistema.

Cabe preguntarse si esta estructura de tarifas cumple lo dispuesto por el Reglamento (CE) nº 715/2009:

> *Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas, al mismo tiempo que* ***evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red****.*

Otro elemento que ha permitido la rebaja de la factura de gas de la gran industria es la asignación de interrumpibilidad. Así, aquellos consumidores dispuestos a interrumpir su consumo de gas ante solicitudes del GTS (en situaciones de falta de gas en el sistema imputables a las infraestructuras involucradas en la cadena de aprovisionamiento) pueden solicitar su acceso a peajes reducidos[2]. Para estimar el coste para el sistema de esta rebaja habría que multiplicar la energía suministrada a estos consumidores por la diferencia entre los peajes interrumpibles y los que les correspondería por defecto. Según la CNE, entre 2006 y 2010, la facturación cayó en 100 M€, unos 25 M€ anuales [42], a pesar de que no fue necesario recurrir en ninguna ocasión a la aplicación de interrumpibilidad [42] (entre 2002 y 2005 se hizo en tres ocasiones). Como consecuencia, dado que desde 2012 la capacidad del sistema

[2]El término de conducción se calcula, de acuerdo a la orden ITC/4100/2005, multiplicando el término de conducción del peaje de transporte y distribución firme en vigor que corresponda, por 0,7 ó 0,5, según el caso.

Cuadro 2. Comparación Ingresos 2015/Previsión	Previsión CNMC cierre 2015 (miles €)	Liquidación 14/2015 (miles €)	% Liquidación 14/2015 sobre la Previsión de cierre CNMC
Actividad de Regasificación (A)	**256.886**	**251.480**	98%
Peaje de descarga de buques	13.256	12.704	96%
Peaje de carga en cisternas	12.971	13.247	102%
Peaje de regasificación	123.666	119.659	97%
Canon de Almacenamiento de GNL	71.367	75.448	106%
Peaje de Trasvase de GNL a buque y Puesta en frío	35.626	30.422	85%
Almacenamiento Subterráneo (B)	**130.049**	**119.298**	92%
Transporte y Distribución (C)	**2.498.121**	**2.427.131**	97%
Peaje de T&D Término de Reserva de capacidad	139.518	144.508	104%
Peaje de T&D Término de conducción (inc. Exp.)	2.358.603	2.282.623	97%
Ingresos de Peajes y Cánones (D) = (A) + (B) + (C)	**2.885.057**	**2.797.909**	97%
Otros ingresos regulados (E)	**11.887**	**20.008**	168%
Ingresos por suministros a tarifa	1.348	1.449	107%
Ingreso neto por venta de condensados	1.678	1.504	90%
Ingresos por desbalances	8.861	17.055	192%
Ingresos de actividades reguladas (D) + (E)	**2.896.944**	**2.817.917**	97%

Figura 7.5: Ingresos declarados por transportistas, distribuidores y GTS [41].

ha aumentado, la CNE propuso que se redujesen los descuentos[3] (tanto en cuantía como en consumidores que podían acceder a ellos) o se eliminasen por completo a partir de 2012, lo cual se estimaba que ahorraría al sistema unos 20 M€ al año. En 2016 no hubo consumidores que se acogieran a esta posibilidad, y en 2017 sólo uno, con un coste para el sistema que, en orden de magnitud, puede estimarse en 0,1 M€ [43].

7.4. Las previsiones de demanda

Hemos visto que el precio del gas para los consumidores domésticos españoles es más alto que la media europea. Hemos comprobado también que son los consumidores domésticos los que tienen una factura que depende menos del precio del gas y más del coste de las infraestructuras gasistas. Cabe pensar por tanto que las infraestructuras gasistas españolas son más costosas (por unidad de consumo) que la media europea. Una posible explicación a este hecho sería el hecho de que están sobredimensionadas y eso tiene un impacto económico. Para analizarlo, repasamos en esta subsección cómo ha sido la evolución de la demanda de gas y, sobre todo, cómo ha sido en comparación con las previsiones realizadas.

La demanda total de gas natural ha ido creciendo exponencialmente desde los 27 TWh de 2002 hasta los 449 TWh de 2008, para luego caer bruscamente, como se observa en las

[3]En el pasado había "reiterado la necesidad de vincular el descuento que recoge el peaje interrumpible sobre el firme a la probabilidad de interrupción".

Cuadro 7	Facturaciones de gas por Grupos de Peajes - Término de conducción						
	Liquidación Provisional 13/2015			Liquidación Provisional 14/2015			Variación (Liq Prov 14/Liq Prov 13)
Codigo Peaje	Facturación Término Fijo (m€)	Facturación Término Variable (m€)	Facturación Total (m€)	Facturación Término Fijo (m€)	Facturación Término Variable (m€)	Facturación Total (m€)	Facturación Total (m€)
Grupo 1	**196.932,4**	**72.917,8**	**269.850,2**	**199.155,7**	**73.315,8**	**272.471,4**	**2.621,2**
101	6.560,8	1.357,9	7.918,7	6.561,3	1.357,9	7.919,2	0,5
102	60.999,5	16.008,4	77.007,9	62.927,6	16.296,6	79.224,2	2.216,3
103	129.372,0	55.551,5	184.923,5	129.666,8	55.661,2	185.328,0	404,5
Grupo 2	**236.564,8**	**118.707,3**	**355.272,1**	**236.850,1**	**118.683,6**	**355.533,7**	**261,6**
201	5.657,1	335,0	5.992,0	5.702,9	335,3	6.038,3	46,3
202	12.174,1	4.367,1	16.541,2	12.276,3	4.385,6	16.661,9	120,7
203	40.578,1	16.729,7	57.307,8	40.726,9	16.722,5	57.449,4	141,6
204	43.212,1	21.489,0	64.701,1	43.268,3	21.521,9	64.790,2	89,1
205	78.390,8	45.701,1	124.091,9	77.576,4	45.189,5	122.766,0	-1.325,9
206	56.552,6	30.085,4	86.638,1	57.299,2	30.528,7	87.827,9	1.189,8
Grupo 3	**406.986,5**	**1.146.430,3**	**1.553.416,8**	**417.758,2**	**1.195.362,2**	**1.613.120,3**	**59.703,5**
301	130.453,1	285.565,8	416.018,9	134.733,5	301.184,1	435.917,6	19.898,7
302	202.370,3	555.253,4	757.623,8	208.564,3	587.518,2	796.082,5	38.458,8
303	14.496,0	23.186,0	37.682,0	14.816,1	23.871,4	38.687,5	1.005,5
304	44.258,3	273.650,0	317.908,3	44.299,2	274.042,4	318.341,6	433,3
305	15.408,9	8.775,0	24.183,9	15.345,0	8.746,1	24.091,1	-92,8
Grupo 4 (Peajes)	**8.078,1**	**3.179,3**	**11.257,3**	**8.078,1**	**3.179,3**	**11.257,3**	**0,0**
406	119,5	17,1	136,7	119,5	17,1	136,7	0,0
450	7.958,5	3.162,1	11.120,7	7.958,5	3.162,1	11.120,7	0,0
Total	**848.561,9**	**1.341.234,6**	**2.189.796,5**	**861.842,0**	**1.390.540,8**	**2.252.382,8**	**62.586,3**

Figura 7.6: Facturaciones del término de conducción por grupo de consumidores [41].

figuras 7.7 y 7.8. En particular, mientras que la demanda convencional se estabilizó, la del sector eléctrico se desplomó.

En documentos de planificación del sistema gasista, esta evolución exponencial se consideraba la parte intermedia de la "evolución en S" típica de una nueva tecnología, como se representa esquemáticamente en la figura 7.9. No obstante, mientras que en una fase posterior de madurez de la tecnología se esperaba un crecimiento más moderado, la caída a partir de 2008 fue muy brusca.

En la fase de crecimiento tuvieron un papel destacados los ciclos combinados. Como se ve en la figura 7.10, la potencia instalada en el sector eléctrico a través de ciclos combinados de gas creció enormemente desde 2002, año en que era básicamente cero, hasta 2007, en que se estabilizó, a la vez que su uso comenzó a caer. En cuanto a la demanda convencional, en la figura 7.11 se muestra cómo el número de consumidores domésticos y comerciales, que venía creciendo desde la década de los 90, redujo significativamente su ritmo de crecimiento en 2008 (el de consumidores industriales ya se había estabilizado entre 2004 y 2006).

Merece la pena comparar cuantitativamente la evolución temporal del consumo real con los sucesivos planes, como se hace en la figura 7.12: mientras que el plan para 2002-2011 (con su revisión de 2005) acertó en el ritmo de expansión de la demanda de gas, el plan 2008-2016, que preveía que dicho ritmo se mantendría, falló completamente.

Se manifiesta aquí un elemento negativo de la interrelación entre los sistemas eléctrico y

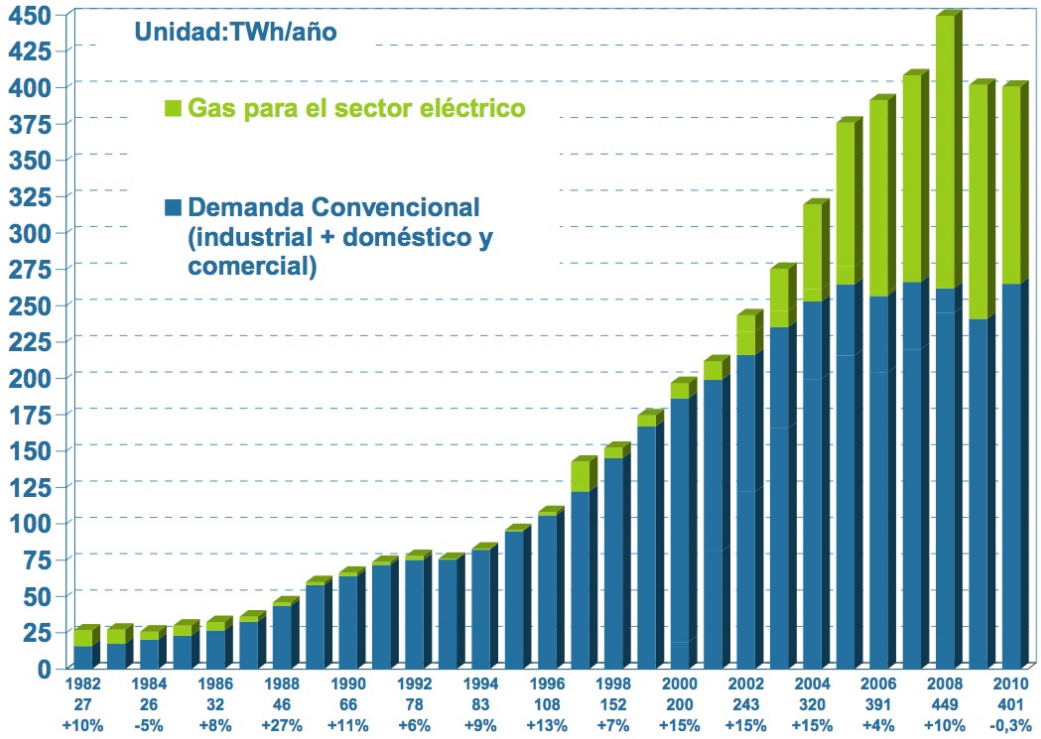

Figura 7.7: Evolución de la demanda de gas natural desde 1982 hasta 2010 [44].

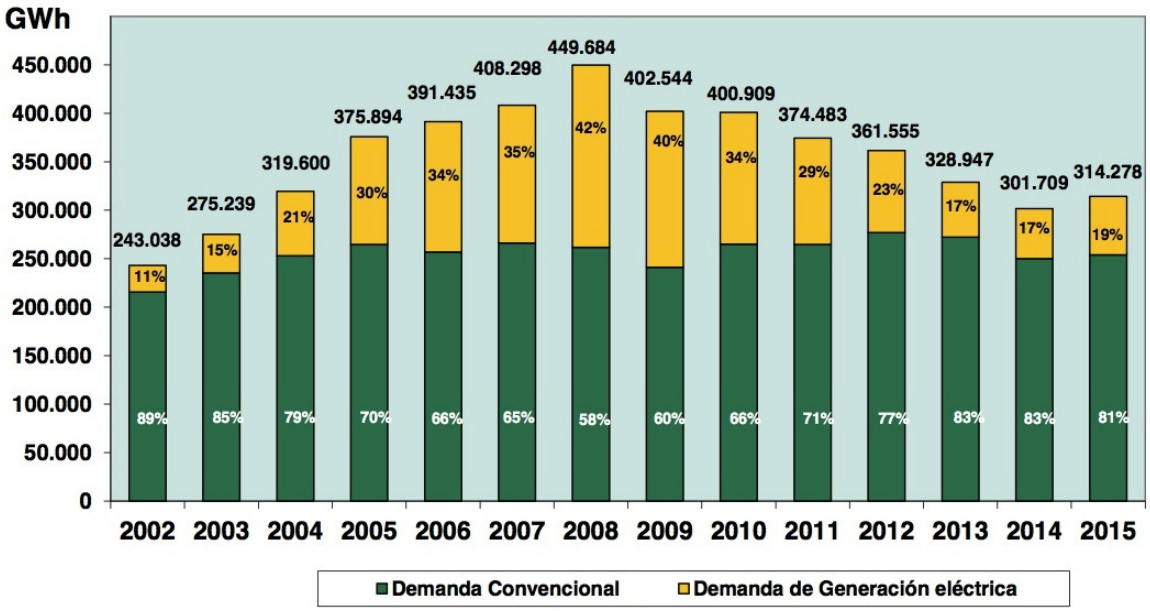

Figura 7.8: Evolución de la demanda de gas natural desde 2002 hasta 2015 [16].

gasista creada por los ciclos combinados: la sobrecapacidad eléctrica se traduce en un desuso de los ciclos combinados, que a su vez conlleva una infrautilización del sistema gasista diseñado

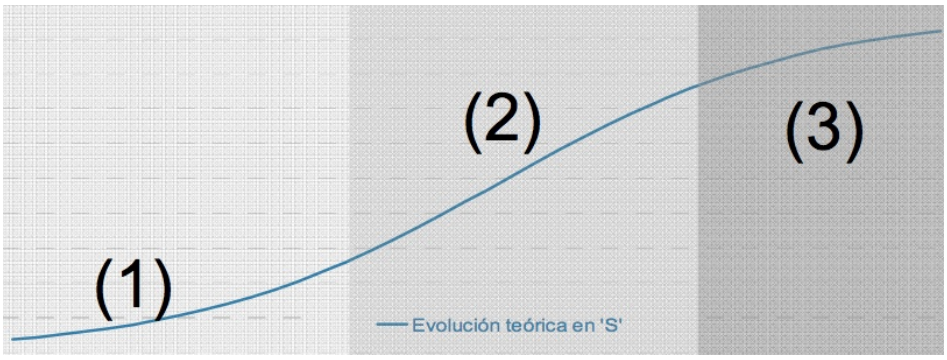

Figura 7.9: Evolución típica de una nueva tecnología: (1) desarrollo, (2) crecimiento sostenido, y (3) saturación [42].

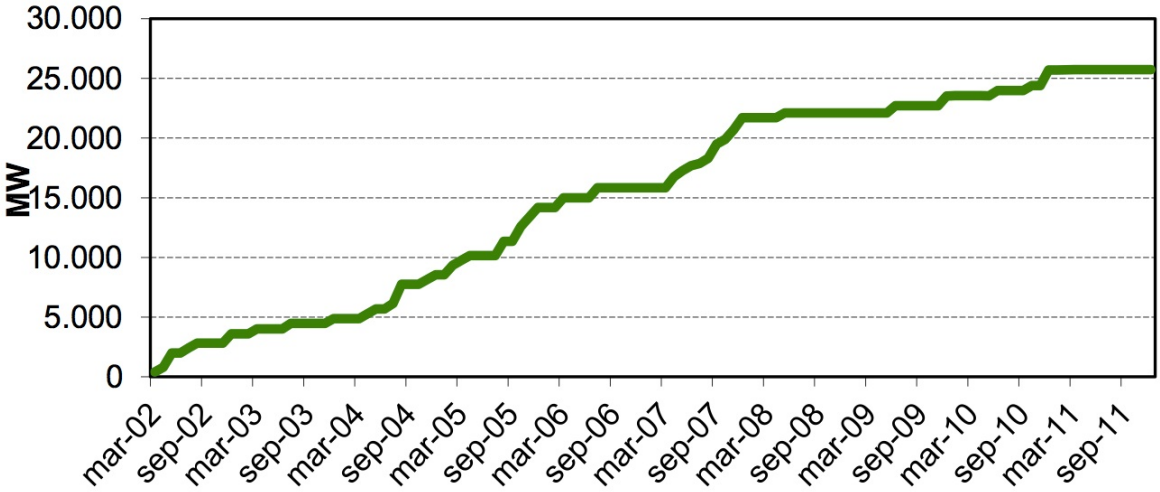

Figura 7.10: Evolución de la potencia instalada peninsular de centrales de ciclo combinado de gas [2].

para hacerles sitio. No obstante, aunque ha sido la demanda por parte del sector eléctrico la que se ha desplomado, las figuras 7.13 muestran que, aunque no hubiera sido el caso, las previsiones de demanda no se habrían cumplido, ya que se confiaba en que la demanda convencional siguiera creciendo exponencialmente.

Otro elemento a considerar a la hora de planificar las infraestructuras gasistas es la demanda punta de gas, que se muestra en la figura 7.14. Esta cantidad ha evolucionado a la par que la demanda anual: el máximo histórico de demanda de gas está ligeramente por debajo de 1,9 TWh/día, alcanzado el día 17 de diciembre de 2007; desde entonces el máximo anual ha decrecido cerca de un 20 %.

Finalmente, cabe recordar que el proceso por el que se desarrolla la planificación es el siguiente:

- Se anuncia, mediante Orden Ministerial, el inicio del procedimiento para efectuar las

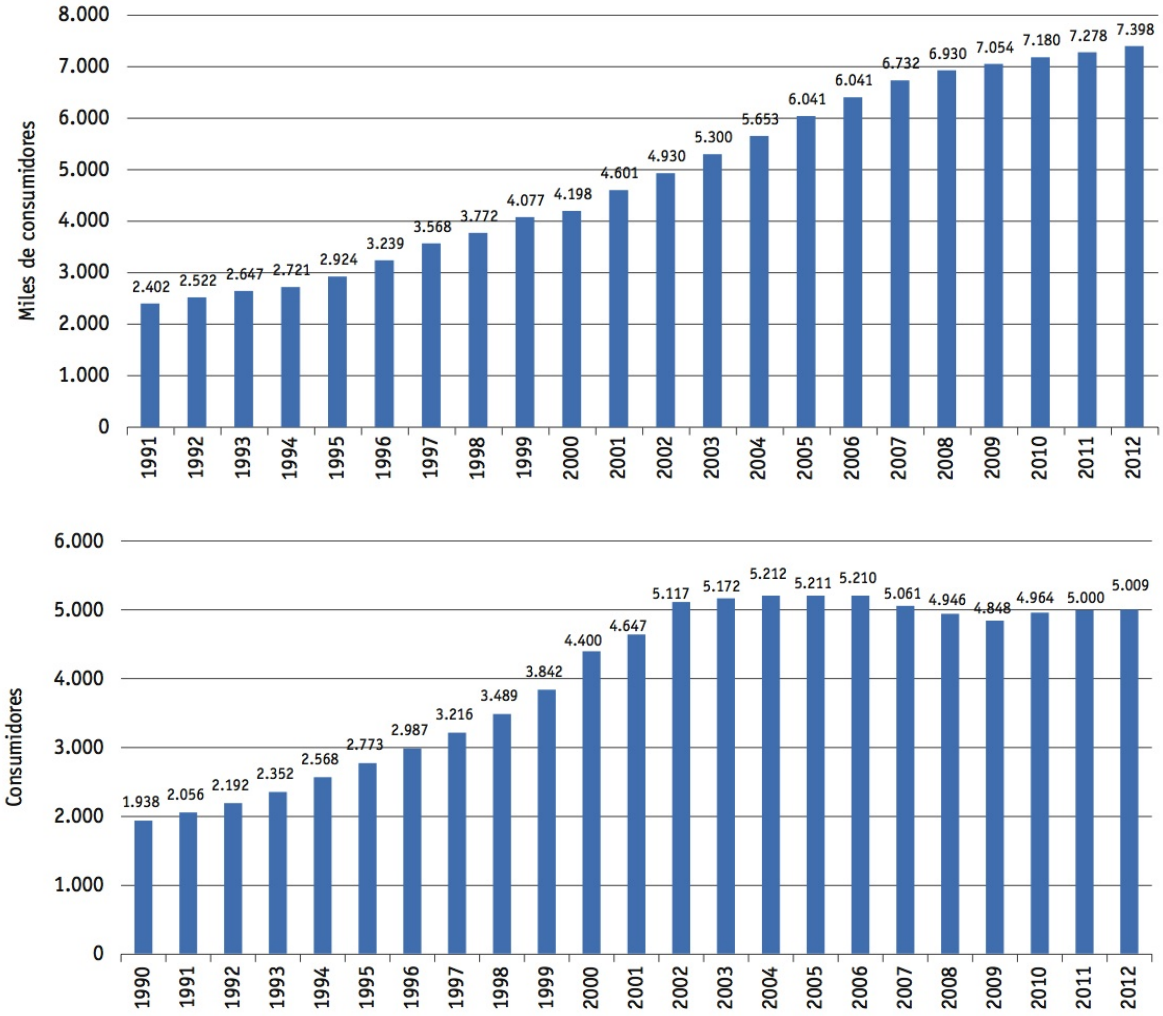

Figura 7.11: Evolución del número de clientes domésticos y comerciales (arriba) e industriales (debajo) [3].

propuestas de desarrollo de la red básica de gas natural[4].

- Se recaba la información necesaria de los operadores y agentes del sistema gasista, Comunidades Autónomas y promotores de nuevos proyectos. Por ejemplo, por parte de los transportistas, se esperan "propuestas de desarrollo de la red básica y de transporte secundario" que contengan[5]:
    - Descripción técnica.
    - Año de puesta en servicio estimado.
    - Estimaciones de demanda que justifiquen su necesidad.

[4] Y, simultáneamente, de la red de transporte de energía eléctrica y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

[5] Ver por ejemplo la Orden ITC/734/2010.

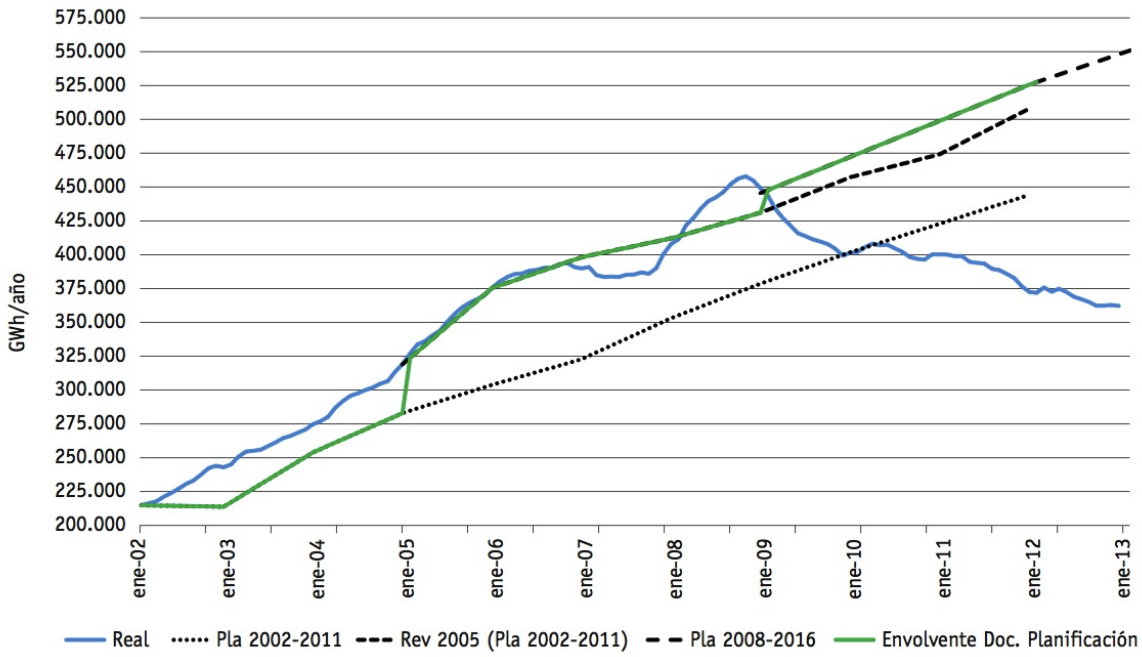

Figura 7.12: Evolución del consumo total de gas natural en comparación con la planificación [3].

- A partir de esa información, el GTS realiza los análisis y cálculos necesarios para elaborar un primer borrador estimando las infraestructuras necesarias para cubrir la demanda prevista.
- Se realiza el Informe de Sostenibilidad Ambiental.
- Se someten este y el primer borrador del documento de planificación a un período de 45 días de información pública.
- Las alegaciones resultantes de este proceso se tienen en cuenta en la elaboración de un segundo borrador.
- Este segundo borrador se somete a la CNMC (antes, a la CNE), que emite un informe.
- Se elabora la memoria ambiental del plan.
- El documento es aprobado por el Consejo de Ministros.
- Bajo el marco regulatorio actual, la mayor parte de la planificación es indicativa, dejándose los detalles a los potenciales promotores. No obstante, en relación a las grandes infraestructuras que vertebran el sistema gasista, sí existen decisiones vinculantes. Estas decisiones pueden actualizarse anualmente para hacer frente a imprevistos[6].

A esto hay que añadir una discusión sobre la forma de autorización de las nuevas instalaciones de la red básica: según el Real Decreto 1434/2002

[6]Ver por ejemplo Orden ITC/2906/2010.

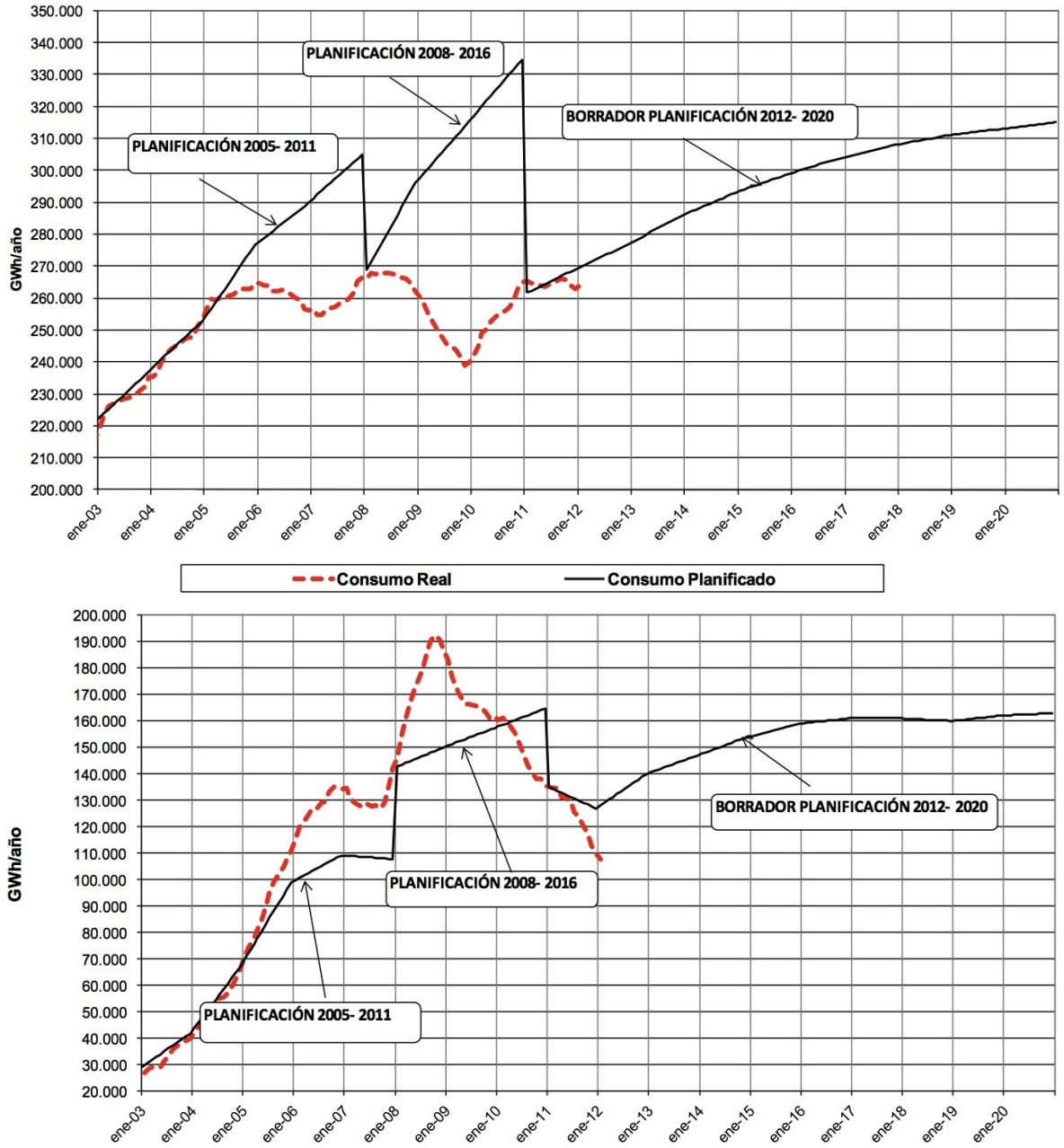

Figura 7.13: Evolución del consumo de gas natural convencional (arriba) y para generación eléctrica (debajo) en comparación con la planificación [42].

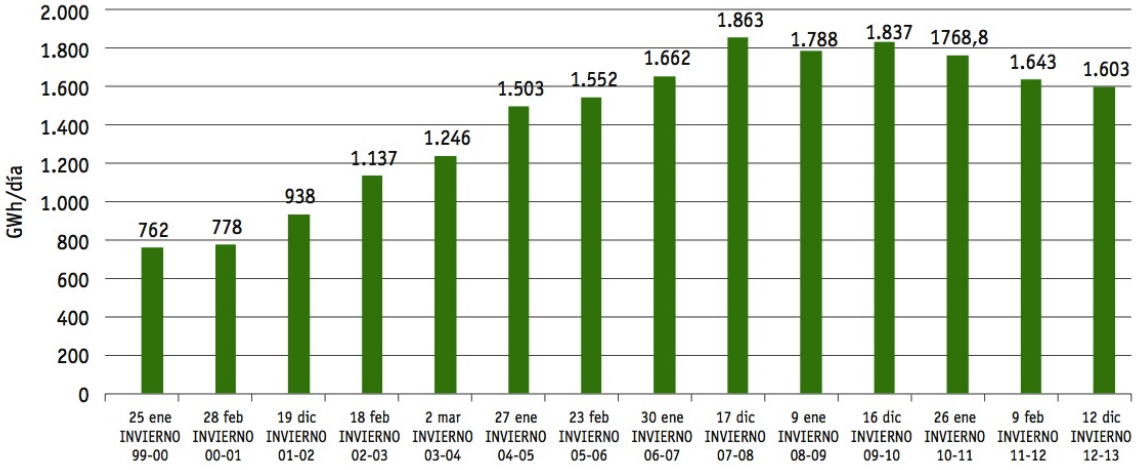

Figura 7.14: Evolución de la demanda punta [2].

deberán ser otorgadas preferentemente por el sistema de concurrencia, conforme a lo previsto en el presente Real Decreto, mediante concurso público promovido y resuelto por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, de forma que se garantice su transparencia, objetividad y libre concurrencia. [...] No obstante lo anterior, y con carácter excepcional, las empresas interesadas en acometer alguna nueva instalación de la red básica de gas natural, por considerar justificada la necesidad de la misma, para la que no se hubiese iniciado aún el procedimiento de concurrencia a que se hace referencia en el punto anterior, podrán solicitar les sea otorgada de forma directa la autorización de dicha instalación.

Seis años después, la CNE, en su informe sobre la planificación del gas 2008-2016 [44], insistía en que:

Dado el volumen de inversiones a realizar en el sector del gas, mucho mayor que el de etapas anteriores, se debería proceder al pronto desarrollo y convocatoria de los procedimientos de concurrencia para la autorización de las nuevas instalaciones, tal como indica el artículo 71, del Real Decreto 1434/2002.

Sobre la autorización directa, en un documento posterior [45], la Comisión Nacional de la Competencia afirmaba (subrayado en el original):

A este respecto, se hace notar que esta forma de acceso debería ser verdaderamente excepcional, tal como se expresa en el precepto, sin que dicha excepcionalidad haya de pervertir el régimen general de acceso competitivo. De lo contrario, se aconseja la eliminación de dicha posibilidad.

Tanto el almacén subterráneo Castor como la regasificadora de El Musel son ejemplos de dos instalaciones hibernadas (sin las cuales, por tanto, el sistema gasista puede funcionar sin problemas de suministro, y que, sin embargo, reciben retribución por mantenimiento) que se concedieron de esta forma, el primero por el Real Decreto 855/2008 y el segundo

por una Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas publicada en el BOE-B-2009-2729.

7.5. El modelo retributivo

Se deduce de la sección anterior que, efectivamente, las infraestructuras gasistas españolas están sobredimensionadas. Sin embargo, esto no debería significar automáticamente que el coste del gas para los consumidores que hacen uso de ellas deba ser alto. Por el contrario, depende en último término de una decisión administrativa: si una empresa privada construye una planta regasificadora que queda en desuso porque la demanda de gas es mucho menor de lo esperado, ¿quién debe hacerse cargo de los costes de dicha infraestructura? ¿Debe costearlos el sistema gasista? ¿Debe hacerlo la empresa que quería lucrarse con la infraestructura? ¿Debe repartirse en cierta proporción? A ese respecto, la CNE, en su "Informe sobre el sector energético español; medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista", al analizar en 2012 las causas del déficit de tarifa, valoró que este no era debido en exclusiva a la escasez de ingresos del sector gasista, sino también **a los gastos excesivos en que se incurría debido al modelo retributivo elegido para las instalaciones**:

> *Los actuales modelos retributivos de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, parten de un sistema de planificación vinculante que para aquellas instalaciones incluidas en la planificación, asegura a sus promotores la rentabilidad y la recuperación de las inversiones realizadas con independencia del uso que dichas instalaciones tengan; esto es, de un lado, generan incentivos a los promotores a construir estas instalaciones cuando la retribución es suficientemente atractiva incluso aunque no sean necesarias por errores de la planificación, y, de otro lado, se trasladan a la Administración y por ende al consumidor final los riesgos derivados de la incertidumbre en la evolución de la demanda de gas y por tanto de los ingresos. [...] Este no es el caso de la actividad de distribución donde la retribución de la actividad no individualiza un retorno económico para cada infraestructura.*

El coste de inversión de las infraestructuras gasistas ha sido cubierto completamente por el sistema gasista, y por tanto pagado por los consumidores (y así seguirá durante la vida útil de estas instalaciones, que se cifra en décadas). La baja utilización de las infraestructuras con respecto a la previsión bajo la cual se construyeron se traduce, por tanto, en un sobrecoste para estos.

7.6. El papel de las exportaciones: España como *hub* del gas

Ya hemos visto que España es, junto al Reino Unido, el principal importador europeo de GNL: como se representa en la figura 7.15, cada uno de estos países importa aproximadamente la cuarta parte del GNL que entra en Europa. Si consideramos además que a su vez España es en la actualidad el mayor reexportador de GNL del mundo, con un 60 % del total [35], está claro que España funciona como país de tránsito del comercio internacional de gas natural licuado [46]. Este comercio está creciendo, con un buen número de plantas de licuefacción en

proceso de construcción en la actualidad (en 2012, la capacidad de licuefacción era un tercio de la capacidad de regasificación [2]).

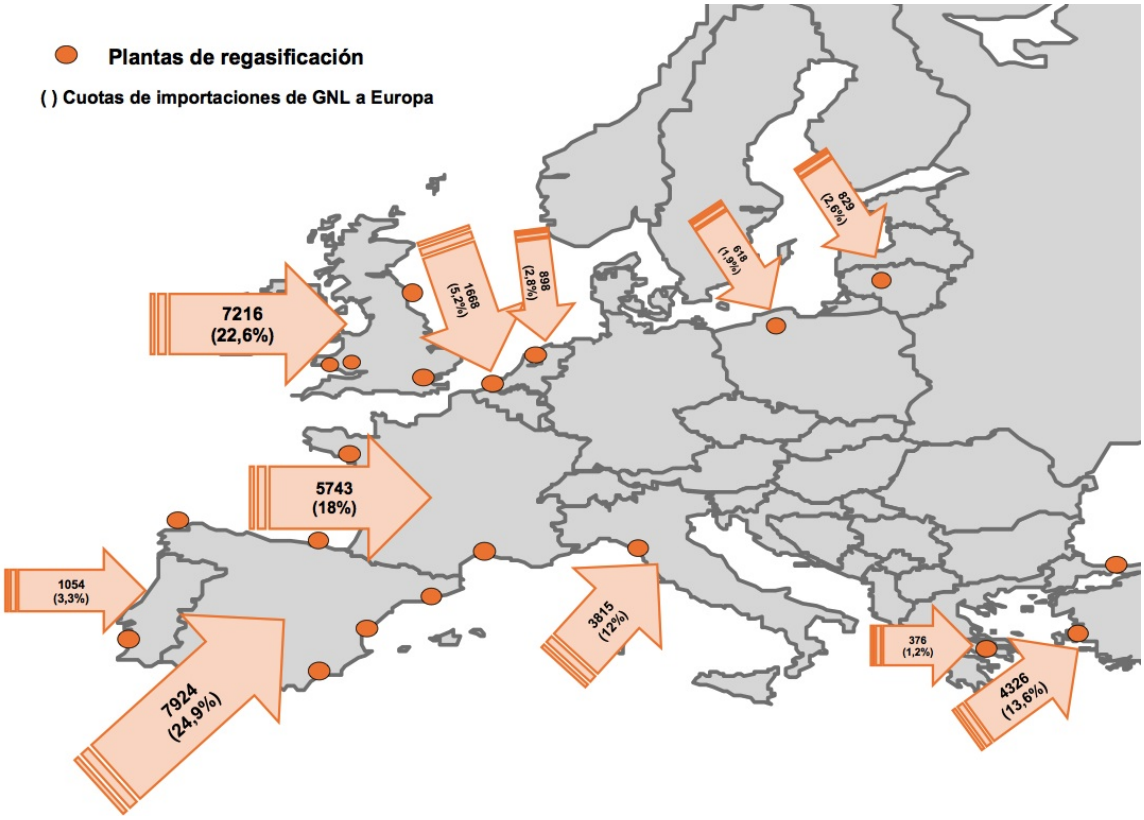

Figura 7.15: Importación de GNL a Europa por país [4].

A esta situación ayuda sin duda la posición geográfica estratégica de la Península Ibérica, pero también el sobredimensionamiento de las infraestructuras gasistas, muy por encima de lo necesario para atender el consumo nacional. Por ejemplo, España concentra un tercio de la capacidad regasificadora europea; en 2016, la plantas de regasificación del sistema gasista tuvieron contratada alrededor del 25 % de su capacidad, como puede verse en la figura 7.16.

No solo las infraestructuras, sino también los contratos de aprovisionamiento están sobredimensionados. De hecho, el aumento de las exportaciones ha ido en paralelo a la caída de la demanda interna: mientras que en 2010 se reexportaba el 3 % del gas importado, en 2014 ese numero era del 20 % [47]. Los principales destinos de dichas exportaciones son Brasil y países asiáticos, como se representa en la tabla de la figura 7.17.

No ocurre así con el GN: los gasoductos con Argelia sólo se utilizan para importar, y la conexión con Francia tiene poca capacidad de transporte. De hecho convertir a España en la puerta de acceso a Europa del gas africano es uno de los objetivos del gasoducto MIDCAT, que doblaría la interconexión entre Francia y la Península Ibérica, que discutimos brevemente la siguiente sección, y que cuenta con apoyo de la Unión Europea.

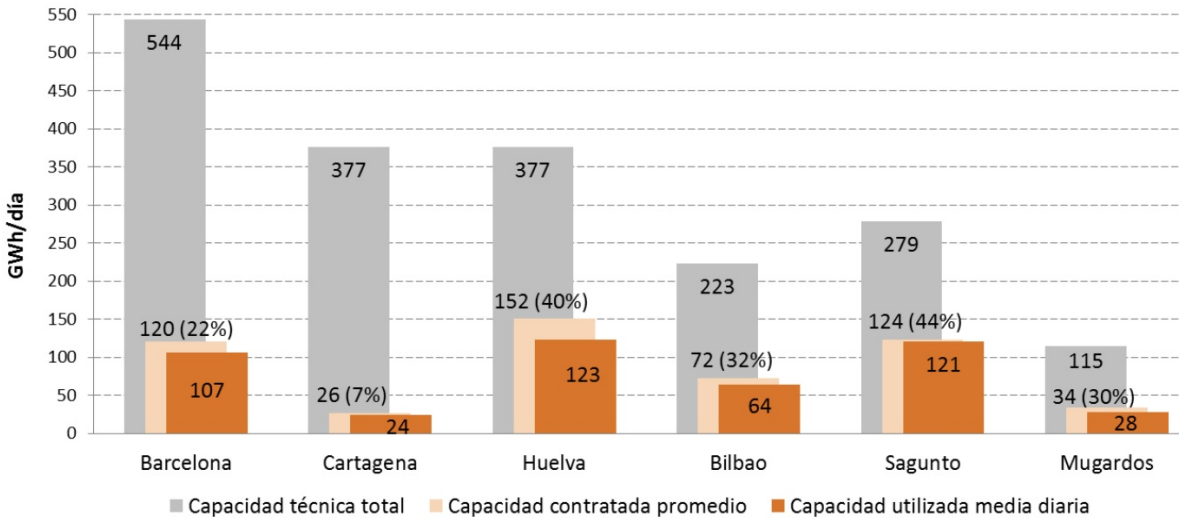

Figura 7.16: Capacidad en plantas de regasificación [13].

Brasil	2144
Japón	1957
Corea del Sur	1416
Otros países	539
Turquía	474
India	443
No especificado	359
Kuwait	355
China (excepto Hong Kong)	282

Figura 7.17: Reexportaciones de gas (millones de metros cúbicos) por país de destino en 2014 [5].

De hecho, el uso de las infraestructuras españolas como puerta de entrada del gas proveniente de mercados internacionales coincide con la Estrategia Europea para la Seguridad Energética, que busca reducir la dependencia exterior energética de Europa mediante la construcción de infraestructuras adicionales que le permita diversificar el origen del gas importado[7]. Esto significa, de facto, reducir la dependencia del gas de origen ruso. De hecho, como reconocía el presidente de Sedigás, "a raíz del conflicto del gas ruso a su paso por Ucrania, se ha visto reforzado el papel de España como puerta de entrada de gas hacia el continente"[9].

[7]También con apoyo de la UE, Enagás participa en la compañía que desarrolla el proyecto Trans Adriatic Pipeline, que conectará Turquía e Italia como parte de un proyecto para suministrar a Europa gas natural procedente del Mar Caspio.

La legislación española reciente favorece este desarrollo. Por un lado, al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre se le aplica un peaje reducido por el transporte, como indica el artículo 12 de la Orden IET/2446/2013. Por otro, en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, "de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia", junto a medidas para atajar el déficit de tarifa del gas, se autorizó a las empresas propietarias de plantas regasificadoras a prestar servicios logísticos de GNL:

> *Estos servicios, al verse afectados por la competencia internacional, podrán llevar aparejado que las condiciones de acceso a las instalaciones y los peajes y cánones para la prestación de estos servicios puedan pactarse libremente entre las partes implicadas, sujetas a los principios de objetividad y no discriminación. En cualquier caso, deberá asegurarse el principio de sostenibilidad económica y financiera en el sistema gasista, por lo que los ingresos obtenidos mediante los peajes y cánones deberán ser iguales o superiores a la retribución reconocida a la instalación. En caso de acceso al sistema gasista español para suministro de la demanda nacional, el peaje aplicado no será inferior al establecido para el resto de plantas de regasificación del sistema.*

Más concretamente, antes de esta ley, las plantas regasificadoras debían regasificar el gas recibido en buques metaneros. A partir de esta ley, pueden almacenar el GNL de terceros en estado líquido y darles soporte en su trayecto a otros puertos[8]. La norma, por tanto, sienta la bases para convertir a España en un centro logístico de gas natural licuado a nivel europeo.

En la misma dirección, existe una reducción del 50 % en las tasas portuarias para los buques que usen GNL como combustible, y los proyecto CORE LNGas (liderado por Enagás) y LNG-HUB (participado por Reganosa), cofinanciados por la UE, y destinados a impulsar el GNL como combustible naval.

Como consecuencia, las empresas del sector han comenzado a preparar su cartera de servicios. Según fuentes del sector, este negocio en ciernes a nivel mundial permitirá elevar los ingresos de los operadores de las regasificadoras en España, lo que además contribuirá a reducir el déficit del sector. Los ingresos por ese concepto fueron de 113 M€ entre 2011 y 2013 [49] y de 105 M€ en 2014 [50]. Por otro lado, no hay que olvidar que una mayor oferta de gas en el mercado secundario, debido a las excesivas importaciones de gas, debería reducir el coste de la materia prima en los suministros a los consumidores; reexportar el gas va en la dirección contraria.

7.7. Nuevas infraestructuras

7.7.1. El gasoducto MIDCAT

El MIDCAT es un gasoducto proyectado para duplicar la capacidad de transporte de gas natural entre la Península Ibérica y Francia. Su trazado se muestra en la figura 7.18. En cuanto a su parte española, el gasoducto Martorell-Figueres había sido autorizado con anterioridad,

[8] En particular, la regasificadora de El Musel, que está hibernada y por tanto no puede actuar como tal, solicitó en 2014 permiso para prestar servicios logísticos de GNL [48].

en 2008, a la empresa Enagás, y presupuestado en 78 M€ [51]. No obstante, las empresas francesas han mostrado poco interés en el proyecto y la construcción de la parte española del MIDCAT se paralizó en 2012, con la justificación de que no había interés comercial por falta de demanda, según el Ministerio de Industria. Así, el tramo Martorell-Figueres está incompleto; no ha comenzado la construcción del tramo Figueres-Barbairán (Francia) y, en particular, del tramo Figueres-Frontera Francesa.

Figura 7.18: Plano del MIDCAT e infraestructuras asociadas [26].

Desde 2015, sin embargo, se considera uno de los proyectos de interés común por la Unión Europea "'necesarios para ejecutar los nueve corredores geográficos prioritarios de infraestructura energética estratégica identificados en los campos de la electricidad, el gas y el petróleo" [52], lo cual le garantiza facilidades administrativas, regulación favorable y soporte financiero. Aun así, las obras no avanzan [53], a pesar de que su conclusión estaba prevista para 2021 o 2022. A mediados de 2016, el regulador energético francés de energía (la *Commission de Regulation de l'Energie*) afirmaba que el MIDCAT es innecesario y caro [54], igual que la patronal de los consumidores industriales de energía [55] (además de su tramo, Francia tendría que gastar del orden de miles de millones de euros para conectar adecuadamente el MIDCAT con el resto de Europa, y plantea que, en ese caso, los costes deberían repartirse). Otros motivos que se han dado es que la conexión actual con Francia no está saturada y que, de ocurrir tal cosa, habría terminales de GNL en el norte de Europa que se podrían utilizar [56].

No obstante, la parte terminada del tramo Martorell-Figueres, que conecta Figueres y

Hostalrich ha comenzado su explotación, y está por tanto recibiendo retribución por parte del sistema gasista, pese a no estar cumpliendo una de las funciones para las que se diseñó.

Finalmente, cabe destacar que numerosas organizaciones sociales y ecologistas se han agrupado bajo la plataforma Gasoducte Martorell-Figueres para denunciar el impacto de la obra sobre el territorio y la "total opacidad de las administraciones, ayuntamientos incluidos, en la aprobación del proyecto y también la falta de control durante las obras".

7.7.2. La explotación de gas natural en Doñana

La empresa Gas Natural Fenosa, que ya disponía de instalaciones de explotación de gas natural en el espacio natural de Doñana, ha elaborado en los últimos años varios proyectos para expandir estas. Los proyectos incluyen la exploración y la puesta en explotación de nuevos pozos y la instalación de gasoductos y de infraestructuras para almacenamiento subterráneo [57].

En su informe "Extracción y almacenamiento de gas en Doñana. Diez razones para decir NO", la organización Greenpeace plantea varias razones por las que exige la paralización inmediata de los proyectos, las cuales copiamos a continuación:

1. Afecta al espacio protegido de Doñana y a su fauna emblemática, alterando y fragmentando su hábitat.
2. Es un impedimento para el cumplimiento del Acuerdo de París.
3. Incumple la legislación ambiental ya que no se ha realizado una Evaluación Ambiental adecuada.
4. Es un caso claro de concesión en un terreno público para uso privado a la multinacional Gas Natural Fenosa y de puertas giratorias.
5. Pone de manifiesto el trato desigual de la Administración entre la población de la comarca y la multinacional.
6. Contamina el acuífero 27.
7. El almacén de gas aumenta el riesgo sísmico en la comarca.
8. Desperdicia gran cantidad de fondos para la conservación de la naturaleza.
9. Es un negocio muy arriesgado e innecesario para la seguridad de suministro en España.
10. Expone el Espacio Natural y a la población al riesgo de explosiones.

7.7.3. *Fracking*

El *fracking* (en español, fracturación hidráulica o fractura hidráulica) es una técnica de extracción de gas (y petróleo) del subsuelo mediante la inyección de agua y productos químicos a alta presión. Ha tenido gran desarrollo en EE.UU., donde ha aumentado significativamente la cantidad de gas producido, lo que se ha traducido en precios más bajos. Más allá del problema que tiene aumentar, en vez de reducir, la producción de gas, como discutimos en el

apéndice B, se ha identificado una variedad de riesgos ambientales y para la salud derivados de la contaminación del aire, aguas superficiales y aguas subterráneas [58, 59]. Entre los problemas asociados al *fracking*, destaca el hecho de que el proceso en sí libera metano a la atmósfera en una cantidad que podría sobrepasar la reducción de emisiones en su uso, por ejemplo, como combustible para el transporte en lugar del petróleo [60][9].

La cantidad de gas disponible en España accesible mediante esta técnica no se conoce[10], puesto que sólo muy recientemente ha comenzado la exploración de recursos. En los últimos años, el Ministerio de Industria ha concedido numerosos permisos, como puede verse en el mapa de la figura 7.19. En paralelo, numerosas comunidades han legislado para prohibir el *fracking* (aunque varias de las iniciativas han sido anuladas por el Tribunal Constitucional, por invadir competencias estatales), y lo mismo ha intentado la oposición en el Congreso de los Diputados mediante la aprobación de Proposiciones No de Ley.

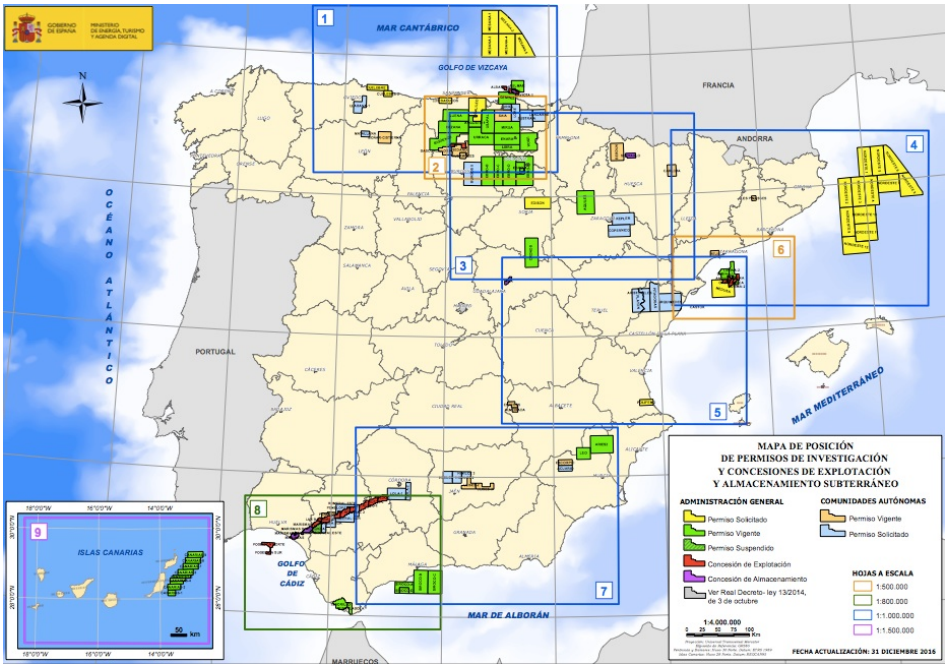

Figura 7.19: Mapa de permisos y concesiones de hidrocarburos en marzo de 2014 [64].

[9]Tampoco hay que dejar de lado el hecho de que tasa de retorno energético es mucho menor. No sólo porque es necesaria mucha más energía para extraer el gas, sino porque además los depósitos tienden a agotarse más rápido [61].

[10]La Asociación de Empresas Españolas de Exploración y Producción de Hidrocarburos defiende que habría gas disponible para décadas de consumo español [62], pero los informes que cita son mucho menos explícitos en sus predicciones [63].

Capítulo 8

Conclusiones: análisis crítico del sistema gasista

En los capítulos anteriores hemos intentado cubrir el primer objetivo que mencionábamos en el prefacio: contribuir de forma objetiva a hacer accesible el funcionamiento del sistema gasista para el ciudadano de a pie, dando a la vez una vision lo más completa posible y con cierta perspectiva histórica.

Así, en el capítulo 1 hemos expuesto los agentes del sector gasista y sus actividades. En el capítulo 2 hemos repasado la evolución de la normativa relevante, las empresas presentes y el esquema de funcionamiento del sistema. Posteriormente, hemos explicado las dos componentes en que se puede dividir el coste del suministro de gas: la de mercado en el capítulo 3 y la regulada en el capítulo 4. Tras discutir brevemente los impuestos en el capítulo 5, en el capítulo 6 hemos visto cómo todos los costes se traducen en la factura final del consumidor.

Una vez explicado cómo funciona el sistema gasista, en el capítulo 7 hemos hecho hincapié en los datos que nos servirán, en este último capítulo de conclusiones, para nuestro segundo objetivo: aportar una visión crítica e informada sobre el funcionamiento del sector gasista, señalando algunos de los mecanismos perversos propios de su definición, que es resultado de una serie de decisiones políticas y empresariales. Repasemos cuáles han sido:

- Al calor de la burbuja inmobiliaria (que aumentó la demanda de gas natural para uso doméstico) y de la burbuja de centrales de ciclo combinado, se planificaron unas infraestructuras gasísticas sobredimensionadas.
- Cuando dichas burbujas explotaron, las infraestructuras quedaron sin apenas uso. Se ha llegado por ejemplo al extremo de hibernar plantas de regasificación cuya construcción en su momento se consideraba prioritaria, como la de El Musel, lo cual nos cuesta 24 millones de euros al año.
- Sin embargo, el esquema de retribución que se eligió para las infraestructuras gasísticas garantiza a los propietarios la recuperación de su inversión independientemente de que estas se utilicen o no. En el caso del almacenamiento Castor, que nos costará 2.400 millones de euros, sin que ni siquiera hayan llegado a estar en condiciones de empezar a usarse.

- Adicionalmente, se ha decidido que los consumidores domésticos soporten una parte proporcionalmente mayor de los costes, subvencionando de facto a los consumidores industriales.

Las consecuencias de estas políticas han sido que:

- El exceso de oferta de gas, debido también a unos contratos sobredimensionados, no se ha traducido sin embargo en un descenso general de los precios de la materia prima.
- De hecho, el precio del gas natural para los consumidores domésticos es uno de los más altos de Europa.
- Como consecuencia, millones de personas son incapaces de mantener una temperatura adecuada en su vivienda en invierno en España, y tienen lugar decenas de miles de cortes de suministro por impago al año.
- Por si fuera poco, los altos precios no han sido suficientes para cubrir los costes del sistema gasista, que tiene un déficit que en la actualidad asciende a más de 1.000 millones de euros, y que tardaremos décadas en pagar.

La liberalización del sector gasista tenía formalmente un objetivo: crear un marco que garantizara la competencia efectiva entre agentes, la seguridad de suministro y la transparencia. Es obvio que no ha sido así en los segmentos regulados, a pesar de que la gestión de sus actividades debía ser otorgada "preferentemente por el sistema de concurrencia [...] mediante concurso público" y su retribución debía "asignar de forma equitativa los costes" e "incentivar el uso eficiente del gas natural y del sistema gasista".

Paro tampoco ha ocurrido en los segmentos propiamente liberalizados. Por un lado, mercados como el mayorista secundario, con su enorme volumen de intercambios, crean la ilusión de que en él concurren multitud de agentes diferentes e independientes, de manera que ninguno de ellos tiene capacidad para influir de manera directa en el precio. Pero lo cierto es que en España los segmentos de aprovisionamiento y comercialización se concentran en unas pocas empresas, habitualmente las mismas. Uno de los motivos es claro: la dificultad de conseguir acuerdos de suministro con los países productores de gas natural es una barrera natural a la entrada de competencia. Por otra parte, el consumidor final no puede tener el papel que un mercado le presupone, esto es, el de un actor preocupado por las variaciones de precio y activo frente a estas a la hora de programar su consumo (dicho de otro modo, la demanda es por naturaleza muy rígida, y subidas de los precios no se traducen apenas en reducciones de consumo). Por lo tanto, el mercado secundario no representa un equilibrio entre consumidores y comercializadores en igualdad de condiciones, sino que como mucho pasa a ser una puja de comercializadores para cubrir una demanda dada por consumidores dispuestos a pagar el precio que les ofrezcan.

En ambos tipos de segmentos, la complejidad del sistema gasista se traduce en una notable opacidad, en ocasiones innecesaria, que dificulta tener una visión global de cómo funciona y cuáles son los principales costes que estamos pagando en nuestra factura. Aunque es cierto que muchos de los datos relativos al mercado son públicos y accesibles a través de las páginas web de OMEL o Mibgás, esta información se presenta a menudo de manera difícilmente

comprensible para cualquiera ajeno al sector. Así, por ejemplo, la mayoría de los consumidores desconoce la existencia de instalaciones hibernadas que continuamos pagando o, hasta hace poco, de las subastas TUR. Y eso que estas subastas suponían en definitiva una financiarización del mecanismo que fijaba los precios de una buena parte de los consumidores domésticos, ya que dependía básicamente del número de entidades financieras que acudan a dichas subastas y del riesgo que estas desearan asumir, y en ocasiones encarecieron significativamente la materia prima. Esta situación de desconocimiento generalizado dificulta enormemente el debate sobre cómo debe ser nuestro modelo energético, y en particular sobre qué política energética hay que llevar a cabo en el sector gasista. A día de hoy, dicha política es básicamente inexistente.

En ese sentido, merece la pena ahora detenerse en las "soluciones" que se han buscado para garantizar la "sostenibilidad del sistema". Estas consisten, en resumidas cuentas, en convertir a España en la puerta de entrada del GNL a Europa. Recordemos que ahora mismo España es, junto a Reino Unido, el primer importador de gas de europeo, y que a nivel mundial solo es superado por unos pocos países asiáticos. Así, importa la cuarta parte del GNL que entra en Europa, tiene un tercio de la capacidad regasificadora europea y es el mayor reexportador de GNL del mundo, con un 60 % del total. Esta estrategia se puede discutir a varios niveles.

Por un lado está el de la responsabilidad. Al fin y al cabo, empresas que han dado el visto bueno a planificaciones hinchadas, que hemos tenido que asumir los consumidores a través de un encarecimiento de la factura, se precian ahora de haber anticipado la oportunidad del negocio del GNL. No sólo eso sino que, después de haberles financiado la hibernación de estas instalaciones, ahora quieren ponerlas en marcha para hacer negocio sin que esté claro que una parte significativa del beneficio procedente del comercio exterior vaya a revertir también en los consumidores.

Está el de la sostenibilidad económica. Vemos por ejemplo que, en la estrategia de convertirse en un *hub* del gas natural, ni siquiera las infraestructuras existentes son suficientes: España tiene la "ventaja" de tener una enorme capacidad de regasificación; no obstante, aunque eso significa que ya no existe un cuello de botella en los puertos, ahora lo hay más "arriba", en los Pirineos: la conexión con Francia tiene poca capacidad de transporte, así que ahora se hace necesario duplicar la capacidad de conexión mediante la construcción del MIDCAT. A pesar del apoyo financiero de la Unión Europea a este proyecto, Francia se niega, y uno de los motivos es precisamente que, para dar salida al gas que le llegara de España, tendría a su vez que ampliar significativamente su red de gaseoductos. Constatamos por tanto que la forma de garantizar económicamente la sostenibilidad del sistema gasista pasa por dar una patada hacia delante en una espiral de construcción dudosamente sostenible, y que puede acabar con una nueva transferencia masiva de dinero público europeo a las empresas promotoras.

Las infraestructuras necesarias atentan obviamente contra la sostenibilidad ambiental (desde las plantas de almacenamiento cerca de Doñana hasta la regasificadora de Mugardos saltándose la ley de costas, pasando por los terremotos provocados por el Castor o por el *fracking*). Pero no sólo es eso: el propio uso del gas natural presenta problemas, y muy graves. Como hemos discutido, existen sectores en que puede sustituir a otros combustibles y en principio tener un beneficio ambiental neto. No obstante, hay que extremar el cuidado antes de tomar decisiones de política energética basadas en este hecho. Por ejemplo, sustituir carbón

por gas natural en el sector eléctrico no hace sino retrasar innecesariamente la transición a un sistema eléctrico 100 % renovable. Las empresas que participan en la cadena del gas tratan de vender esta materia prima como una fuente de energía sostenible cuando no lo es: en ningún momento hay que perder de vista que quemar gas natural emite dióxido de carbono, y que evitar el calentamiento global pasa por dejar sin extraer una parte importante de las reservas de gas natural. El mensaje de que el gas es una energía limpia ha de ser combatido sin tregua.

Finalmente, limitar la extracción de gas no sólo sería un elemento de justicia ambiental, sino también de justicia internacional. Al fin y al cabo, recordemos que tres de los principales países de los que España importa gas son Argelia, Nigeria y Catar. Se trata de países que están siendo despojados de sus riquezas sin que la mayoría de sus ciudadanos se beneficien de ello. En ese estado de las cosas, apostar por seguir expandiendo el sistema gasista frente a otras alternativas significa priorizar los intereses de unos pocos por encima de los derechos humanos.

Apéndice A

Cálculo de las retribuciones de las actividades reguladas

En esta sección repasamos cómo se calcula, para cada año, la cantidad que han de recibir las instalaciones de transporte, distribución, almacenamiento y regasificación. Con esto pretendemos que el lector o lectora sea capaz de saber qué documentos contienen qué información y, con ello, pueda buscarla por su cuenta. También pretendemos evidenciar la poca transparencia del sistema de retribuciones.

En la figura A.1 representamos la retribución anual acreditada. Se desglosa en las liquidaciones mensuales de la CNMC en:

- **Retribución fija reconocida en la orden de peajes**. Al final de cada año, el ministerio responsable de energía dicta una orden, valorada por la CNMC, que establece a partir del 1 de enero del siguiente año los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. En el caso de 2015, se trata de la Orden IET/2445/2014.

- **Retribución acreditada a lo largo del año de liquidación**. Durante el año en curso, algunos de los parámetros (valores unitarios de inversión, valor neto de la instalación) pueden sufrir actualizaciones; estas actualizaciones producen variaciones de la retribución que deben recibir las instalaciones. En el caso de 2015, estas modificaciones aparecen en la Orden IET/389/2015 y la Orden IET/2736/2015.

  Ambas se componen de diferentes partidas, correspondientes a los distintos agentes de la parte regulada del sector gasista, entre ellos:

  - Retribución a las actividades de transporte (distinguiendo entre las instalaciones que entraron en operación antes del 1 de enero de 2008 y las que se pusieron en marcha después, que se rigen por diferentes métodos de valoración).
  - Retribución a las actividades de distribución.
  - Retribución a la regasificación.
  - Retribución a los almacenamientos subterráneos.

	2015	2014
+ Retribución fija reconocida en la Orden IET/2445/2014	**2.626.891,47**	**2.751.420,33**
Transporte	786.666,96	860.602,99
Transporte reconocido según método de Orden ECO/2692/2002	*440.947,26*	*492.887,88*
Transporte reconocido según método de RD 326/2008	*345.719,70*	*367.715,11*
Distribución	1.377.794,73	1.447.774,90
Regasificación	421.652,24	420.731,10
Almacenamientos Subterráneos	40.777,53	22.311,33
+ Retribución acreditada a lo largo del año de liquidacion	**112.928,64**	**71.855,18**
Transporte	47.242,09	11.106,57
Transporte reconocido según método de Orden ECO/2692/2002	*11.962,84*	*0,00*
Transporte reconocido según método de RD 326/2008	*35.279,25*	*11.106,57*
Distribución	0,00	0,00
Regasificación	24.236,03	35.277,53
Almacenamientos Subterráneos	41.450,51	25.471,08
+ Retribución acreditada no sometida a reparto (pago único)	**14.613,63**	**120.900,57**
Retribución específica de distribución	5.222,25	1.997,12
Retribución del Operador del Mercado	2.000,00	0,00
Retribución fija acreditada adicional a abonar en pago único (años anteriores)	7.391,38	118.903,45
Transporte	*3.220,57*	*61.170,43*
Distribución	*0,00*	*-1.721,45*
Regasificación	*-395,55*	*61.782,32*
Almacenamientos Subterráneos	*4.566,36*	*-2.327,85*
Retribución fija acreditada	**2.754.433,74**	**2.944.176,08**
+ Retribución saldo desvío definitivo años anteriores	**-0,84**	**-1.141,91**
+ Retribución desvío acumulado provisional años anteriores	**0,00**	**326.280,35**
Retribución total fija acreditada (icluidos desvíos)	**2.754.432,90**	**3.269.314,52**
+ Retribución variable acreditada	**26.706,69**	**30.956,88**
Regasificación	21.137,60	16.189,97
Carga de cisternas	2.079,38	2.106,47
Puesta en frío buques	420,00	945,00
Trasvase de buques > 9.000 m3	3.069,71	11.715,44
= Retribución Total Acreditada	**2.781.139,59**	**3.300.271,40**

Figura A.1: Desglose de la retribución acreditada en 2014 y 2015 [41].

- **Retribución acreditada no sometida a reparto**. Consiste en un pago único de posibles retribuciones correspondientes a años anteriores que no habían sido abonadas. Además, hay una retribución específica de distribución que incentiva instalaciones que permitan el acceso a nuevos núcleos de población y, desde 2015, se incluyen los costes del Operador de Mercado, fijados en 2 M€ por el RD 984/2015.

- Las actividades de carga de cisternas, trasvases de planta a buque o entre buques, puesta en frío de buques, así como la regasificación, tienen asociadas **retribuciones variables** que se estiman multiplicando costes unitarios (también establecidos en órdenes ministeriales) por cantidades (gas cargado, trasvasado, etc.) durante el año de liquidación.

La retribución fija establecida en la orden de peajes representa la parte fundamental del total reconocido a los agentes de las actividades reguladas, así que nos centraremos en ella. El resto suponen típicamente del orden de un 5 %-10 % con respecto a lo previsto a inicio de año, aunque en alguna de las partidas, como el almacenamiento, puede constituir un sobrecoste del 100 %.

Algunas de las partidas en las liquidaciones tienen nombres que resultan intuitivos. Sin embargo saber, como aparece en la liquidación LIQ/DE/124/15 de la CNMC, que el almacenamiento subterráneo recibió en 2015 unos 40 millones de euros no es muy informativo: esa cantidad podría a priori contener tanto el coste asociado a mantener infraestructuras que se

utilizan como las indemnizaciones a infraestructuras que no. Para averiguar esto, es necesario acudir a las órdenes de peajes.

En todas las órdenes de peajes como la Orden IET/2445/2014 (en su anexo II) puede verse que, para casi todas las actividades, existe una "Retribución por continuidad de suministro" y una "Retribución por disponibilidad". La excepción es la distribución, para la cual sólo hay un concepto de retribución. En el caso de las instalaciones de almacenamiento, existe además una "Retribución provisional por costes de operación y mantenimiento". En todos los casos, las retribuciones aparecen desglosadas por empresas propietarias de instalaciones, pero no por instalación[1]. Para hacer el cálculo numérico de dichas retribuciones, se alude a fórmulas disponibles los anexos X y XI de la Ley 18/2014. Según dicha ley:

- El **término de disponibilidad** es fijo y busca recuperar los costes de la infraestructura: incluye los costes de operación y mantenimiento para cada año, la amortización y una retribución financiera. Esta se calcula mediante la aplicación al valor neto anual de la inversión de una tasa de retribución financiera para cada periodo regulatorio (de seis años). Hay varios parámetros que son fijados por el regulador:
  - el coste unitario de operación y mantenimiento de cada tipo de instalación (Orden IET/2446/2013);
  - el valor neto de cada instalación (reconocido por el Ministro de Industria, Energía y Turismo o, para activos en funcionamiento antes de 2002, de acuerdo a la Orden ECO/301/2002);
  - su vida útil (por ejemplo, 20 años para las instalaciones de almacenamiento, Orden IET/849/2012);
  - la tasa de retribución financiera, actualmente del 5,09 % (fijada por la Orden IET/2355/2014 para todo el periodo regulatorio de seis años, sin poder actualizarse automáticamente indexándola a ningún índice)[2].
- El **término de continuidad de suministro** es variable y proporcional a la demanda de uso de cada tipo de instalación (de gas en el caso del transporte, de gas licuado en el de la regasificación, etc.); la constante de proporcionalidad se calcula partiendo de los valores fijados el año anterior al corriente (2014 en este caso):
  - Total para la red de gasoductos: 233.164.337 €.
  - Total para plantas de regasificación: 48.211.976 €.
  - Total para las instalaciones de almacenamiento: 6.457.394 €[3].

[1] Según el informe CNMC LIQ/DE/124/15, hubo en 2015 47 "sujetos de liquidación": 20 transportistas, 24 distribuidores, la empresa SAGANE S.A., el GTS y MIBGAS S.A.

[2] "Una vez finalizada la vida útil regulatoria de las instalaciones, y en aquellos casos en que el activo continúe en operación, se establece como retribución fija los costes de operación y mantenimiento incrementados por un coeficiente cuya cuantía depende del número de años en que la instalación supera la vida útil regulatoria, no devengándose cantidad alguna en concepto de retribución por inversión".

[3] Así, si la demanda de uso de instalaciones de almacenamiento en 2016 se duplicara con respecto a 2014, el total recibido por las instalaciones de almacenamiento en concepto de continuidad de suministro debería ser aproximadamente 6,5 M€ x 2=13 M€.

- Para las instalaciones de distribución se hace otro tanto: se parte de los valores de 2014 y se actualiza teniendo en cuenta la variación del número de clientes conectados a las mismas y el volumen de gas suministrado, a través de una retribución unitaria, y diferenciando entre clientes en zonas de gasificación reciente o no reciente, y separando por presión de suministro. Los parámetros son fijados por la Ley 18/2014.

Apéndice B

Alternativas sostenibles

El gas natural que se comercializa en España es en realidad una mezcla de gases, de la cual el metano constituye el elemento principal, con un porcentaje superior al 95 %. El porcentaje restante consiste en pequeñas cantidades de otros hidrocarburos y de gases no hidrocarburos, y su composición legal viene establecida en España por la Resolución de 22 de septiembre de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas.

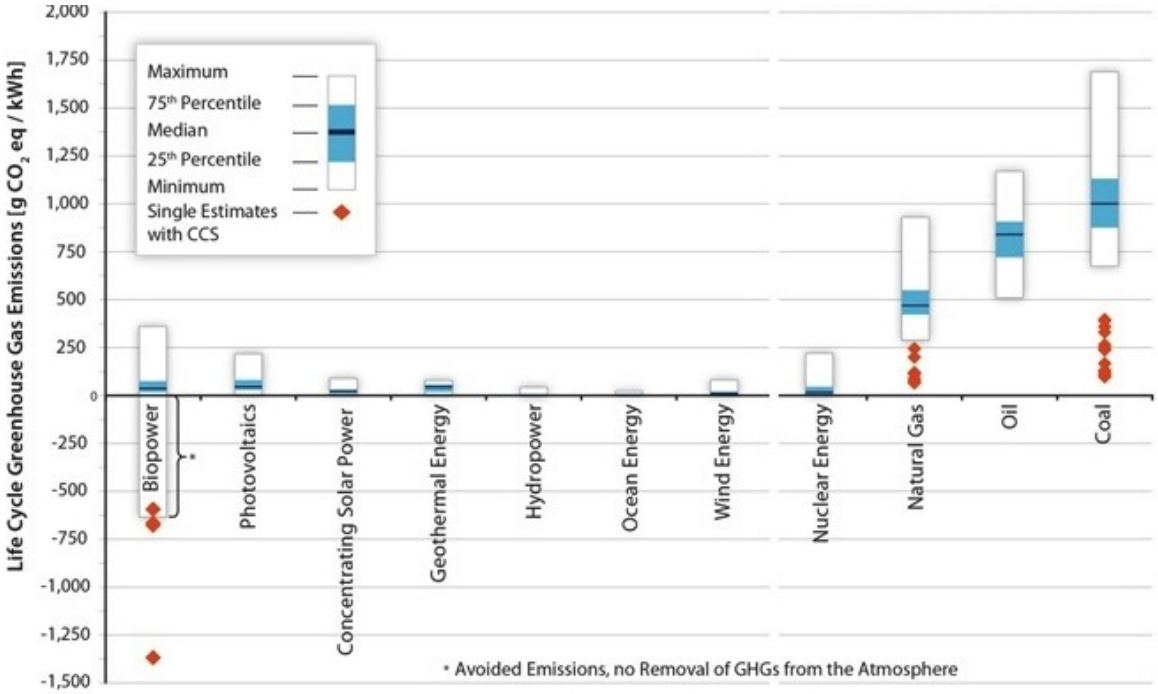

Figura B.1: Emisiones de gases de efecto invernadero por tecnología de generación eléctrica [65].

Debido a su contenido en hidrocarburos, la combustión del gas natural produce CO_2, con lo que esta materia prima contribuye al efecto invernadero y por tanto al cambio climático. No obstante, debido a su diferente composición, sus emisiones son un 40-50 % menores que las del carbón y un 25-30 % menores que las del petróleo, como se observa en la figura B.1. Las

empresas que lo explotan usan habitualmente este dato para hacer ver su compromiso con la sostenibilidad, promoviendo el gas como sustituto del carbón en la generación de electricidad o de los combustibles líquidos derivados del petróleo en el transporte, por ejemplo. Otro tanto hace la Unión Europea, como hemos visto[1]. No obstante, hay que tener en cuenta que las fugas de metano en la cadena del gas natural en su conjunto pueden hacer insuficiente la reducción de emisiones con respecto a los combustibles líquidos [66]. Por si fuera poco, hay estudios que estiman que, para mantener el calentamiento global por debajo de los 2ºC (el límite generalmente aceptado para impedir alteraciones catastróficas), la mitad de las reservas conocidas de gas natural (junto con un tercio de las de petróleo y más del 80 % de las de carbón) deberían quedar bajo tierra y no ser utilizadas antes de 2050 [67]. Esto hace necesario buscar alternativas al gas natural, más aún en España, donde la necesidad de importar la práctica totalidad del gas consumido tiene efectos negativos sobre la economía.

Lamentablemente, mientras que el camino hacia la sustitución de fuentes contaminantes y agotables por energías renovables en la generación de electricidad es relativamente claro [68], la alternativa no es tan sencilla en el sector gasista. En otros países europeos, la penetración del gas en la industria es menor[2], y parte del consumo energético en forma de gas podría ser sustituido por electricidad; sin embargo, existen procesos en los que esto se llevaría a cabo a expensas de una pérdida de eficiencia poco sostenible. En este anexo mencionamos brevemente dos alternativas que se discuten dentro del sistema gasista[3].

B.1. Biogás

Como hemos visto, el gas natural se extrae principalmente de yacimientos subterráneos en que se ha formado por degradación de materia orgánica. No obstante, el metano también puede producirse mediante la fermentación bacteriana de la materia orgánica procedente de aguas residuales, residuos sólidos urbanos, compost y biomasa, y es la base para obtener el biometano, que se considera una fuente de energía renovable con menor huella de carbono.

El biogás puede utilizarse en calderas adaptadas para su combustión, o purificarse convirtiéndolo en biometano e inyectándolo en las infraestructuras de gas natural estándar. Por ejemplo, Amsterdam ha iniciado los planes para eliminar el gas natural de su mix energético, pero eso está previsto que ocurra en 2050, siendo sustituido por "una red alternativa alimentada con la energía restante de la industria, y también la derivada de la quema de basuras en dispositivos específicos" [69]. No obstante, hay que tener en cuenta que, según el IDAE [70], el potencial total del biogás en España es de unos 50 GWh/año, mientras que el potencial accesible sería 27 GWh/año. Esta última cifra representa del orden del 10 % del consumo de gas natural en España.

[1] En particular, el gas natural para el transporte marítimo es un sector que se prevé que se desarrolle mucho en los próximos años (como mínimo para poder navegar en ECAs, areas de control de emisiones).

[2] La industria supone alrededor del 25 % del consumo de gas europeo, frente al 60 % de España [9]. Al menos una parte de esta diferencia se debe a la escasa gasificación de los hogares españoles.

[3] A estas habría que sumar los planes de hibridar centrales termosolares con ciclos combinados. Los documentos de planificación del sector del sistema gasista contemplan ramales para conectar dichas centrales termosolares con la red básica de gasoductos.

Si bien el biogás está poco desarrollado en España, los proyectos llevados a cabo parecen demostrar que el precio del kWh térmico está por encima del coste del gas natural importado [71], lo cual ha hecho necesario el establecimiento de primas como las fijadas por el Real Decreto 661/2007. Esta política está permitida por la Directiva 2009/73/CE, que establece que:

> *Los Estados miembros deben adoptar medidas concretas que contribuyan a un uso más amplio del biogás y del gas obtenido a partir de la biomasa, con un acceso no discriminatorio a la red de gas para los productores, a condición de que dicho acceso sea compatible de forma permanente con las normas técnicas y los requisitos de seguridad pertinentes.*

No obstante, estas primas fueron reducidas a la vez que las de otras tecnologías renovables por el Decreto Ley 1/2012. En general, se considera que la falta de desarrollo de la legislación y de un sistema consolidado de incentivos (primas, prioridad de inyección del biometano...) ha limitado el desarrollo de esta tecnología en España.

B.2. *Power to gas*

La tecnología *Power to gas* consiste en el uso de electricidad de origen renovable (en caso de provenir de energía eólica se habla a veces de "gas eólico") para separar agua en hidrógeno y oxígeno mediante electrólisis. Este hidrógeno puede:

- transportarse por las redes de transporte y distribución del sistema gasista y usarse directamente en transporte, por ejemplo;
- combinarse con dióxido de carbono para formar metano;
- utilizarse en los procesos de obtención de biometano a partir de biogás, para mejorar su eficiencia.

En el primer caso, existe un límite (legal y por motivos técnicos) a la cantidad de gas hidrógeno que puede inyectarse en las redes. En los dos últimos casos el resultado del proceso es gas metano que, si cumple los requisitos legales de calidad, puede inyectarse en las infraestructuras gasistas y pasa a ser indistinguible del resto del gas.

Esta tecnología tiene en principio una ventaja fundamental: puede utilizarse para "almacenar" electricidad de origen renovable en situaciones en que la generación supera al consumo. El uso de sistemas de almacenamiento es fundamental a la hora de diseñar un sistema eléctrico 100 % renovable [68], de modo que esta tecnología va en la dirección de resolver dos problemas: el de aportar seguridad de suministro al sistema eléctrico y el de reducir la huella de carbono del sistema gasista. El *power to gas* es en efecto una de las tecnologías consideradas en 2015 por la agencia francesa Ademe para su modelo de sistema eléctrico 100 % renovable [72]. Existen muchos proyectos piloto relacionados con *power to gas* [73], pero sólo unos pocos inyectados a la red gasista [74].

B.3. Perspectivas

A día de hoy, pensar en un sistema gasista 100 % renovable es prácticamente imposible, si no directamente un contrasentido. Aun así, el fomento de las tecnologías mencionadas anteriormente iría en la buena dirección desde el punto de vista medioambiental. Siendo así, cabe preguntarse si ha de impulsarse su incentivo legal.

Desde el punto de vista del consumidor, estas opciones fueron consideradas por la cooperativa Som Energia en 2014 [75] para valorar la posibilidad de comercializar gas de origen renovable (a imagen de la cooperativa Greenpeace Energy en Alemania, y a imagen de lo que la propia Som Energia hace en el sector eléctrico). Finalmente, en la Escuela de Septiembre de 2014 se tomó la decision de no entrar en la comercialización de gas. Entre los motivos aducidos estuvieron el escaso potencial del biogás, la falta de desarrollo del *power to gas* y la limitada disruptividad de la propuesta.

Bibliografía

[1] OCE. "El consumo de energía en España" http://observatoriocriticodelaenergia.org/?p=2278. 2016.

[2] CNMC. "Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017" https://www.cnmc.es/en/node/357752. 2014.

[3] CNMC. "Información básica de los sectores de la energía" https://www.scribd.com/document/333664207/Informacion-Basica-de-Los-Sectores-de-La-Energia-2014. 2014.

[4] CNMC. "Informe de supervisión del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas, diciembre de 2016" https://www.cnmc.es/sites/default/files/1594932_0.pdf. 2016.

[5] ODG. "Colonialismo energético: el acaparamiento del gas del a UE en Argelia" http://www.odg.cat/es/publication/colonialismo-energetico-acaparamiento-gas-UE-argelia. 2016.

[6] "The 2013 Resource Governance Index" http://www.resourcegovernance.org/resource-governance-index. 2013.

[7] Enagás. "El Sistema Gasista Español" http://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Documentos/Seguimiento%20del%20Sistema%20Gasista/Sistema_Gasista_2015_optimizado.pdf. 2015.

[8] Diario de Ferrol. "Otorgan a Reganosa la autorización administrativa para la planta de gas" http://www.diariodeferrol.com/articulo/ferrol/otorgan-reganosa-autorizacion-administrativa-planta-gas/20160709212439159725.html. 2016.

[9] Sedigás. "El gas en España" http://www.sedigas.es/informeanual/2014/wp-content/uploads/2015/06/sedigas-informe-anual-2014.pdf. 2015.

[10] http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/PlantasRegasificacion.

[11] http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/Capacidades_e_infraestructuras_del_Sistema/Evolucion_de_Infraestructuras.

[12] Energía y Sociedad. "Manual del gas" http://www.energiaysociedad.es/manenergia/gas/.

[13] CNMC. "Información de supervisión de la gestión técnica del sistema del cuatro trimestre de 2016" https://www.cnmc.es/sites/default/files/1545947_3.pdf. 2017.

[14] CNMC. "Informe trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España, tercer trimestre de 2016" https://www.cnmc.es/sites/default/files/1307543_36.pdf. 2016.

[15] Comisión Europea. "EU Energy Markets in 2014" http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_energy_market_en.pdf. 2014.

[16] CNMC. "Informe de supervisión del mercado de gas natural en España" https://www.cnmc.es/file/106824/download. 2016.

[17] Asociación de Ciencias Ambientales. "Pobreza, vulnerabilidad y desigualdad energética" http://www.niunhogarsinenergia.org/panel/uploads/documentos/estudio%20pobreza%20energetica_aca_2016.pdf.

[18] OMS. "Environmental burden of disease associated with inadequate housing" http://www.euro.who.int/__data/assets/pdf_file/0003/142077/e95004.pdf.

[19] http://www.enagas.es/enagas/es/QuienesSomos/Presentacion.

[20] OCE. "Entiende el mercado eléctrico" http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf. 2012.

[21] OCE. "El bono social, un debate desenfocado" http://ctxt.es/es/20161109/Firmas/9477/pobreza-energetica-sector-electrico-bono-social.htm.

[22] http://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/referencias/documents/2007/refc20070720.pdf. 2007.

[23] Europa Press. "Iberdrola suscribe contrato de aprovisionamiento de GNL a largo plazo con Cheniere por 4.100 millones" http://www.europapress.es/euskadi/noticia-iberdrola-suscribe-contrato-aprovisionamiento-gnl-largo-plazo-cheniere-4100-millones-20140603130144.html.

[24] http://www.mibgas.es/files/20160722_mibgas_ibgh_0.pdf.

[25] http://www.subastasturgas.omie.es/subastas-tur-gas/.

[26] CNMC. "Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2017" https://www.cnmc.es/sites/default/files/1365162_22.pdf. 2017.

[27] Energía y Turismo Ministerio de Industria. "La Energía en España" http://www.minetad.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2015.pdf. 2002-2015.

[28] http://www.gasnaturalfenosa.es/servlet/ficheros/1297092647326/20101001HechoRelevanteLaudo,17.pdf.

[29] Europa Press. "La Audiencia Nacional abre una investigación a De la Serna y Arístegui" http://www.europapress.es/nacional/noticia-audiencia-nacional-abre-investigacion-serna-aristegui-cobrar-comisiones-ilegales-20160112184135.html. 2016.

[30] CNE. "Informe 1/2013 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la retribución del gas nautral vendido a los transportistas y destinado al mercado de tarifa en los ejercicios entre 2005 y 2008". 2013.

[31] CNE. "Voto particular que formula el Presidente de la CNE D. Alberto Lafuente Félez al informe de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la retribución del gas nautral vendido a los transportistas y destinado al mercado de tarifa en los ejercicios entre 2005 y 2008". 2013.

[32] http://www.Enagas.es/stfls/EnagasImport/Ficheros/855/852/Regasificadora%20El%20Musel%2015%2011%2006.pdf.

[33] Ecologistas en Acción. "Parecidos razonables: Castor y la Regasificadora de El Musel" http://equoasturias.org/parecidos-razonables-castor-y-la-regasificadora-de-el-musel/. 2014.

[34] http://www.poderjudicial.es/stfls/TRIBUNAL%20SUPREMO/DOCUMENTOS%20DE%20INTER%C3%89S/Sentencia%20Enagas%20El%20Musel.pdf.

[35] Enagás. "El Sistema Gasista Español" http://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Documentos/Seguimiento%20del%20Sistema%20Gasista/El_Sistema_Gasista_Informe_2014.pdf. 2014.

[36] CNMC. "Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema gasista" https://www.cnmc.es/sites/default/files/1582699_2.pdf. 2017.

[37] Cinco Días. "La auditora del almacén Castor verifica un coste de 1.461 millones" http://cincodias.elpais.com/cincodias/2014/03/27/empresas/1395941603_520534.html. 2014.

[38] CNMC. "Informe de supervisión de las ofertas del mercado minorista de gas y electricidad para consumidores domésticos y PYMES. Junio 2016" https://www.cnmc.es/file/125002/download. 2016.

[39] http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Tarifas_Reguladas_ene_2016_a197c904.pdf.

[40] Sedigás. "El gas en España" http://www.sedigas.es/informeanual/2015/wp-content/uploads/2016/03/informe-anual-2015-el-gas-en-espana.pdf. 2016.

[41] CNMC. "Informe sobre los resultados de la liquidación provisional número 14 de 2015 del sector gas natural" https://www.cnmc.es/file/106895/download. 2016.

[42] CNE. "Medidas para garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista" https://sie.fer.es/recursos/richImg/doc/17187/20120309_PII_DEFICIT_GAS.pdf. 2012.

[43] http://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Contrataci%C3%B3n%20GTS/Peaje%20Interrumpible%202016-2017_es.pdf.

[44] CNE. "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016" http://www.minetad.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2008-2016/DocTransportes/planificacion2008_2016.pdf. 2008.

[45] https://www.cnmc.es/sites/default/files/664064_11.pdf.

[46] https://www.sedigas.es/php/download.php?f=noticias/340/archivos/418/doc/es/NdP_Sedigas_en_la_Semana_del_Gas_europea_23_04_2012.pdf.

[47] Enrique Botella Fidalgo. "Análisis, funcionamiento y evolución del mercado gasista español y de las existencias mínimas de seguridad" http://oa.upm.es/40310/. 2016.

[48] eldiario.es. "Enagás espera cobrar una compensación millonaria si se cierra la regasificadora ilegal de El Musel" http://www.eldiario.es/economia/Enagas-compensacion-millonaria-regasificadora-Musel_0_593191512.html. 2016.

[49] http://www.efqm.org/what-we-do/sharing/good-practice-competition/reloading-operations-and-new-services-at-Enagas-lng.

[50] http://www.efqm.org/sites/default/files/Enagas_spain.pdf.

[51] http://www.boe.es/boe/dias/2008/03/14/pdfs/B03258-03296.pdf.

[52] https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest.

[53] http://gasoducte.blogspot.com/2016/11/las-grandes-industrias-acusan-francia.html.

[54] Energy Post. "The elusive gas connection between Spain and France" http://energypost.eu/elusive-gas-connection-spain-france/.

[55] El Periódico de la Energía. "Los números no salen para la construcción del gasoducto MIDCAT" http://elperiodicodelaenergia.com/los-numeros-no-salen-para-la-construccion-del-gasoducto-midcat/. 2016.

[56] Contexte Énergie. "Midcat : l'interconnexion loin d'être assurée" https://www.contexte.com/article/energie/midcat-linterconnexion-loin-detre-assuree_59296.html. 2016.

[57] http://www.gasnaturalfenosa.com/es/actividades/lineas+de+negocio/1297308841685/almacenamiento+marismas.html.

[58] Parlamento Europeo. "Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medioambiente y la salud humana". 2012.

[59] Dirección General de Medio Ambiente de la Comisión Europea. "Contribución a la identificación de posibles riesgos ambientales y para la salud humana derivados de las operaciones de extracción de hidrocarburos mediante la fractura hidráulica en Europa". 2012.

[60] Nature. "Air sampling reveals high emissions from gas field " http://www.nature.com/news/air-sampling-reveals-high-emissions-from-gas-field-1.9982.

[61] Nature. "Energy: A reality check on the shale revolution" https://www.nature.com/nature/journal/v494/n7437/full/494307a.html.

[62] http://www.aciep.com/noticia/gas-no-convencional-espana-una-oportunidad-futuro.

[63] Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. "Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro" http://ingenierosdeminas.org/documentos/130312_informe_gas.pdf. 2013.

[64] http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2016/mapas/inicio.html.

[65] http://www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_results.html.

[66] EDF. https://www.edf.org/news/new-paper-quantifies-what-it-will-take-get-sustained-benefits-natural-gas. 2012.

[67] Nature. "The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C" http://www.nature.com/nature/journal/v517/n7533/full/nature14016.html.

[68] OCE. "Hacia un sistema eléctrico 100 % renovable. El ejemplo de Francia y su extrapolación a España" http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Hacia_un_sistema_electrico_100R.pdf. 2016.

[69] El País. "Ámsterdam prescindirá del gas natural para combatir el cambio climático" http://elpais.com/elpais/2016/11/18/ciencia/1479463029_431434.html. 2015.

[70] IDAE. "Situación y potencial de generación de biogás" http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e16_biogas_db43a675.pdf. 2011.

[71] El País. "'Botella adjudica en funciones un contrato de 11 años de duración" http://ccaa.elpais.com/ccaa/2015/06/01/madrid/1433186000_035963.html. 2015.

[72] ADEME. "Mix électrique 100" http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations.

[73] https://en.wikipedia.org/wiki/Power_to_gas.

[74] Energías Renovables. "E.ON ya está inyectando hidrógeno a escala industrial en la red alemana de gas natural" http://www.energias-renovables.com/eolica/e-on-ya-esta-inyectando-hidrogeno-a-20130902.

[75] https://blog.somenergia.coop/som-energia/2014/09/escuela-de-som-energia-hasta-el-proximo-ano.

Fuentes adicionales de información

- Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital: http://www.minetad.gob.es
- CNMC: http://www.cnmc.es
- IDAE: http://www.idae.es
- OMEL: http://www.omelholding.es/omel-holding/
- OMIE: http://www.omie.es
- Mibgas: http://www.mibgas.es/mercados-de-gas/
- Iberian Gas Hub: http://www.iberiangashub.com
- Subastas TUR: http://www.subastasturgas.omie.es/
- CORES: http://www.cores.es
- Sedigás: http://www.sedigas.es
- Enagás: http://www.enagas.es
- Gas Natural Fenosa: http://gasnaturalfenosa.es
- Reganosa: http://www.reganosa.com