



RESOLUCIÓN (Expte. C-0214/10, ENAGÁS/BBG/JV)

CONSEJO

D. Luis Berenguer Fuster, Presidente
D^a Pilar Sánchez Núñez, Consejera
D. Julio Costas Comesaña, Consejero
D^a M^a Jesús González López, Consejera
D^a Inmaculada Gutiérrez Carrizo, Consejera

En Madrid, a 17 de marzo de 2010.

Visto el expediente tramitado de acuerdo a la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, relativo a la adquisición del control conjunto sobre una “*joint venture*” preexistente, BAHÍA DE BIZKAIA GAS S.L. por parte de ENAGÁS S.A., como nuevo accionista de control, e infraestructuras ARZAK BV, ENTE VASCO DE LA ENERGÍA y REPSOL YPF S.A. como accionistas de control preexistentes, (Expte. C/0214/10), actuando como Ponente D. Julio Costas Comesaña y estando de acuerdo con el informe y la propuesta remitidos por la Dirección de Investigación, el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia ha resuelto, en aplicación del artículo 57.2.a) de la mencionada Ley, autorizar la citada operación de concentración en primera fase.

Comuníquese esta Resolución a la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de la Competencia y notifíquese a los interesados, haciéndoles saber que la misma pone fin a la vía administrativa y que se puede interponer contra ella recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, en el plazo de dos meses a contar desde su notificación.

INFORME Y PROPUESTA DE RESOLUCIÓN EXPEDIENTE C/0214/10 ENAGÁS/BBG/JV

I. ANTECEDENTES

- (1) Con fecha 11 de febrero de 2010 tuvo entrada en esta Dirección de Investigación notificación de la adquisición del control conjunto sobre una “*joint venture*” pre-existente, Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (en adelante, “BBG”) por parte de Enagás, S.A. (en adelante, “Enagás”), como nuevo accionista de control, e Infrastructure Arzak, BV (en adelante, “Arzak”), Ente Vasco de la Energía (“EVE”) y Repsol YPF, S.A. (“Repsol”), como accionistas de control preexistentes.
- (2) Dicha notificación ha sido realizada por Enagás, Arzak, EVE y Repsol según lo establecido en el artículo 9 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, por superar el umbral establecido en las letras a y b de su artículo 8.1. A esta operación le es de aplicación lo previsto en el Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Defensa de la Competencia.
- (3) Con fecha 17 de febrero de 2010, esta Dirección de Investigación solicitó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el informe previsto en el artículo 17.2 c) de la Ley 15/2007, que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 37.2.d) de la Ley 15/2007, suspende el transcurso de los plazos máximos para resolver. El informe de la CNE se recibió en la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) el 5 de marzo de 2010.
- (4) El artículo 57.2.c) de la Ley 15/2007 establece que el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia dictará resolución en primera fase, en la que podrá acordar iniciar la segunda fase del procedimiento cuando considere que la concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en todo o parte del mercado nacional.
- (5) Asimismo, el artículo 38.2 de la Ley 15/2007 añade: “El transcurso del plazo máximo establecido en el artículo 36.2.a) de esta Ley para la resolución en primera fase de control de concentraciones determinará la estimación de la correspondiente solicitud por silencio administrativo, salvo en los casos previstos en los artículos 9.5, 55.5 y 57.2.d) de la presente Ley”.
- (6) De acuerdo con lo anterior, la fecha límite para acordar iniciar la segunda fase del procedimiento es el **27 de marzo de 2010**, inclusive. Transcurrido el plazo para resolver en primera fase, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

II. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

- (7) La operación de concentración consiste en la adquisición del control conjunto sobre una “*joint venture*” pre-existente, BBG, por parte de Enagás, como nuevo accionista de control, y Arzak, EVE y Repsol, como accionistas de control preexistentes.

- (8) La operación se articula mediante un Contrato de Compraventa de acciones firmado el 3 de septiembre de 2009, en virtud del cual, Enagás adquiere la participación en BBG de Holdings BBG, LTD, una filial al 100% de British Petroleum PLC (“BP”).
- (9) El objetivo de Enagás con la toma de participación del 25% en BBG, según las Partes, es actuar con coherencia al mandato legal conferido a Enagás como transportista único de la red troncal de transporte primario de gas, la ampliación de las infraestructuras y negocio de Enagás, participando en la distribución de beneficios de BBG, y el refuerzo de la separación de actividades.
- (10) La operación es una concentración económica conforme a lo dispuesto en el artículo 7.1 b) de la LDC.

III. APLICABILIDAD DE LA LEY 15/2007 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

- (11) La operación entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo, de 20 de enero, sobre el control de las concentraciones entre empresas.
- (12) Con fecha 3 de febrero de 2010, la Comisión Europea acordó el reenvío de la operación a la CNC en aplicación de lo dispuesto en el art. 4(4) del Reglamento 139/2004 del control de concentraciones.
- (13) La operación notificada cumple, además, los requisitos previstos por la Ley 15/2007 para su notificación, al superarse los umbrales establecidos en el artículo 8.1a) y b).

IV. EMPRESAS PARTÍCIPES

IV.1. Enagás, S.A. (“Enagás”)

- (14) Enagás es el Gestor Técnico del Sistema Gasista (“GTS”) y Transportista Único de la red troncal primaria de gas natural¹.
- (15) Enagás gestiona, como transportista, casi 8.800 kms. de conducciones de gas de alta presión (superior a 16 bar), lo que representa una proporción significativa (96%) del total de la red española. Es, asimismo, titular y operador de tres plantas regasificadoras (Barcelona, Cartagena y Huelva) y del almacenamiento subterráneo de gas natural en Serrablo (Huesca).
- (16) Enagás tiene participaciones accionariales de control conjunto (50% de los derechos de voto) en cuatro compañías cuyo objeto es la construcción y posterior operación de los gasoductos de alta presión Tarifa-Córdoba, Córdoba-Campo Maior, Campo Maior-Leiria-Braga y Braga-Tui.
- (17) En su estructura accionarial participan Sagane Inversiones, Cajastur, Bancaja Inversiones, Bilbao Bizkaia Kutxa, SEPI (Sociedad Estatal de Participaciones

¹ Art. 67 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, redacción conforme a Real Decreto-Ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Industriales) y Oman Oil Holding Spain, todos ellos con un 5% del capital. El resto del capital social (70%) cotiza en la Bolsa de Madrid².

- (18) La facturación de Enagás en el último ejercicio económico, conforme al Art. 5 del R.D. 261/2008 es, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE ENAGÁS EN 2008 (millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[<2.500] ³	[>250]	[>60]

IV.2. Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (“BBG”)

- (19) BBG es una joint venture constituida por ARZAK, BP, EVE y REPSOL, disponiendo cada uno de los partícipes de un 25% del capital.
- (20) BBG dirige las operaciones comerciales y el mantenimiento de la planta de regasificación de la joint venture, situada en Bilbao (España).
- (21) La facturación de BBG en el último ejercicio económico, conforme al Art. 5 del R.D. 261/2008 es, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE BBG EN 2008 (millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[<2.500]	[<250]	[>60]

IV.3. Infrastructure Arzak, BV (“Arzak”)

- (22) Arzak es una filial al 100% del fondo de inversiones RREEF Pan-European Infrastructure Fund LP que, a su vez, es un fondo de inversiones de carácter privado, gestionado por RREEF Limited, una filial del Deutsche Bank.
- (23) Arzak es titular de un 25% en BBG y de un 30% en Saggas, S.A., recientemente adquiridas por su matriz, RREEF Fund, a Iberdrola⁴.
- (24) Según la notificante, el volumen de negocios de Deutsche Bank en 2008, conforme al artículo 5 del RD 261/2008, fue el siguiente:

² De acuerdo con la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre 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, ninguna persona física o jurídica puede participar directa o indirectamente en el accionariado de Enagás en una proporción superior al 5% del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3%. Además, las empresas que realicen actividades en el sector gasista o aquéllas que directa o indirectamente participen en el capital de éstas en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema por encima del 1%. Estas limitaciones no se aplican al sector público empresarial.

³ Se indica entre corchetes aquella información cuyo contenido exacto ha sido declarado confidencial.

⁴ Estas operaciones fueron autorizadas por la Comisión Europea en Asuntos M.5602 RREEF Fund/BP/EVE/BBG y M.5649 RREEF Fund/Endesa/UFG/Saggas.

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE DEUTSCHE BANK EN 2008 (millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[>2.500]	[>250]	[>60]

IV.4. Repsol YPF, S.A. (“Repsol”)

- (25) Repsol es la matriz española del Grupo REPSOL YPF, activa en todas las fases del negocio petrolero, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo y gas natural, el transporte de productos derivados del petróleo, GLP y gas natural, refinado de petróleo, producción petroquímica y comercialización de productos derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural.
- (26) Es titular del almacenamiento subterráneo Gaviota junto con Murphy Spain Oil Company.
- (27) Sus acciones cotizan en las bolsas de valores de Madrid, Nueva York y Buenos Aires, no estando bajo el control de ninguna persona física o jurídica. Repsol controla, conjuntamente con La Caixa, Gas Natural, activa en el aprovisionamiento, la distribución y el suministro de gas natural.
- (28) La facturación de Repsol en el último ejercicio económico, conforme al Art. 5 del R.D. 261/2008 es, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE REPSOL EN 2008 (millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[>2.500]	[>250]	[>60]

IV.5. Ente Vasco de la Energía (“EVE”)

- (29) Entidad pública de la Comunidad Autónoma del País Vasco que opera en el sector de la energía y otros campos relacionados, tales como la minería y la geología. EVE, en su condición de entidad pública, no tiene socios privados, y está participada y dirigida por el Gobierno de la Comunidad Autónoma del País Vasco.
- (30) EVE controla, conjuntamente con EDP/Hidrocantábrico, Naturgas, activa en el aprovisionamiento, la distribución y el suministro de gas natural.
- (31) La facturación de EVE en el último ejercicio económico, conforme al Art. 5 del R.D. 261/2008 es, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE EVE EN 2008 (millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[<2.500]	[<250]	[>60]

V. MERCADOS RELEVANTES

V.1 Mercados de producto

- (32) El sector económico en el que se enmarca la operación es el sector del gas, en lo relativo a la recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural. Estas actividades están clasificadas bajo el código NACE D35.2: Producción de gas, distribución de combustibles gaseosos por tuberías.
- (33) El proceso productivo realizado por BBG incluye la recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural. El gas natural licuado llega a la planta en buques de transporte de GNL (gas natural licuado), se almacena, se devuelve a su estado gaseoso y, tras ser medido y odorizado, se canaliza a la red general de gas.
- (34) Según los precedentes nacionales y comunitarios, el sector del gas se divide en distintos mercados según la etapa del proceso de producción y distribución en que se encuentra el producto. En el caso C/0098/08 Gas Natural/Unión Fenosa, se definió de manera amplia el mercado de las infraestructuras para la importación (incluyendo las plantas de regasificación y gasoductos y los almacenamientos subterráneos) y la red de transporte básica de gas a alta presión (red primaria, con una presión superior a 60 bares, y red secundaria, con una presión superior a 16 bares).
- (35) De acuerdo con determinados precedentes comunitarios⁵, la red de transporte básica de gas natural a alta presión conforma un mercado de producto diferenciado de las infraestructuras de importación y de los almacenamientos subterráneos. Aunque no se produce solapamiento en este mercado, la cuota de Enagás es superior al 25%, por lo que también se ve afectado por la operación.
- (36) Por otra parte, en línea con el informe de la CNE y con determinados precedentes comunitarios⁶, las infraestructuras de importación y los almacenamientos subterráneos podrían conformar mercados de producto separados, en la medida en que aunque ambos se utilizan para la inyección de gas en el sistema, los almacenamientos subterráneos están más asociados a la provisión de flexibilidad y seguridad de suministro, mientras que las regasificadoras y los gasoductos tienen como finalidad la importación de gas.
- (37) No obstante, según las notificantes, las instalaciones de almacenamiento deben incluirse en el mercado de infraestructuras de importación, dado que los almacenamientos actúan como una “zona de espera” para el gas que ha sido importado pero aún no será utilizado. Por ello, el gas natural depositado en almacenamientos forma parte de la capacidad disponible para su suministro, junto con el proveniente de las plantas de regasificación y los gasoductos internacionales, de modo que todo este gas sería perfectamente intercambiable

⁵ Decisiones de la Comisión Europea en los asuntos M.3440 EDP/ENI/GDP, M.4180 GAZ DE FRANCE/SUEZ, M.5602 RREEF FUND/BP/EVE/REPSOL/BBG, y M.5649 RREEF FUND/ENDESA/UFG/SAGGAS.

⁶ Decisiones de la Comisión Europea en los asuntos M.1383 Exxon/Mobil, M.3868 Dong/Elsam/Energi E2 y M.3440 ENI/EDP/GDP.

desde la perspectiva de la demanda. Adicionalmente, las notificantes indican que las regasificadoras, los gasoductos y los almacenamientos son regulados⁷, supervisados y planificados conjuntamente.

- (38) No obstante, en la medida en que las conclusiones sobre la presente operación no se ven alteradas por la definición exacta del mercado de producto adoptada, esta Dirección de Investigación no considera necesario llegar a una conclusión precisa sobre la amplitud del mercado.

V.2 Mercados geográficos

- (39) Según los precedentes nacionales y comunitarios mencionados, el ámbito geográfico de las infraestructuras de importación sería nacional.
- (40) En la Decisión de reenvío del presente asunto a la CNC⁸, de 3 de febrero de 2010, la Comisión considera que el mercado geográfico es nacional. Las notificantes también consideran que a los efectos de este caso el mercado de referencia es nacional y limitado a España.
- (41) El Informe de la CNE concluye, en relación a la determinación del mercado geográfico, que, dado que los transportistas operan en general sobre la base de autorizaciones administrativas de carácter nacional, las condiciones de regulación del acceso de terceros a las infraestructuras son homogéneas en el ámbito nacional y teniendo en cuenta que aún existen importantes limitaciones en el proceso de integración de los mercados europeos en cuanto a las infraestructuras de importación, el mercado relevante no puede considerarse superior al nacional.
- (42) De acuerdo con lo anterior, se considera que el ámbito geográfico relevante de las infraestructuras de importación es nacional.
- (43) Por otra parte, el mercado de transporte es nacional, sobre la base de que la tarifa de transporte es postal y que el gestor técnico del sistema, Enagás, es el encargado de asegurar la viabilidad del sistema en todo el territorio nacional.
- (44) Sin perjuicio de lo anterior, es necesario tener en cuenta, que en casos de sobrecapacidad, Enagás introduce segmentaciones zonales en la red de transporte, estableciendo obligaciones o restricciones de entrada o salida en la zona. No obstante, estas restricciones en la red de transporte por el momento no son suficientemente importantes como para justificar mercados de suministro subnacionales⁹.

VI. ANÁLISIS DEL MERCADO

VI.1. Estructura de la oferta

- (45) El sistema español de infraestructuras de importación dispone en la actualidad de seis terminales de regasificación: Enagás es propietaria de las plantas de

⁷ RD 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

⁸ Asunto M. 5743 Enagás /BBG.

⁹ Asunto C/0098/08 Gas Natural/Unión Fenosa.

Barcelona, Cartagena y Huelva; BBG es propietaria de la planta de Bilbao; Saggas de la planta de Sagunto y Reganosa de la planta de Mugaros. En total la capacidad de regasificación de estas plantas asciende a 1.916 GWh/día, aunque se espera un incremento hasta los 2.083 GWh/día en 2011.

- (46) En lo que se refiere a las conexiones internacionales, actualmente existen cinco gasoductos que unan a España con países del entorno: una conexión con Argelia (vía Marruecos-Tarifa); dos conexiones con Francia (Col de Larrau e Irún) y dos conexiones con Portugal (Badajoz y Tui). Todos estos gasoductos son propiedad de Enagás, con la excepción del de Irún, y la capacidad total asciende a 572 GWh/día (838 GWh/día en 2011, como consecuencia de la entrada en funcionamiento del gasoducto de Medgaz en 2010).
- (47) Finalmente, en España existen dos almacenamientos subterráneos, Serrablo (propiedad de Enagás) y Gaviota (propiedad de Repsol), cuya capacidad de extracción asciende a 82 GWh/día y 68 GWh/día, respectivamente.

a) Mercado amplio de infraestructuras de importación en España

- (48) A continuación se indican las cuotas de las partes y sus competidores en términos de producción (2008) y de capacidad (dato más reciente: noviembre 2009) en el mercado amplio de infraestructuras de importación (incluyendo regasificadoras, gasoductos y almacenamientos subterráneos) en España:

MERCADO DE INFRAESTRUCTURAS DE IMPORTACIÓN INCLUIDOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS POR PRODUCCIÓN Y CAPACIDAD NOMINAL DE PRODUCCIÓN ¹⁰			
	Producción 2008	Capacidad nov. 2009 ¹¹	Capacidad 2011
Enagás	[60-70%]	[70-80%]	[60-70%]
BBG	[10-20%]	[0-10%]	[10-20%]
Arzak	[10-20%]	[10-20%]	[10-20%]
Repsol	[0-10%]	[0-10%]	[0-10%]
Otros	[0-10%]	[0-10%]	[10-20%]
Total	100%	100%	100%

Fuente: Notificación

- (49) En el mercado amplio de infraestructuras de importación (incluyendo regasificadoras, gasoductos y almacenamientos subterráneos) en España, la operación permitirá a Enagás alcanzar un [80-90%] de la capacidad total de importación de gas a España (adición del [0-10%]). La previsión para 2011 muestra una reducción de la cuota de Enagás por el nuevo gasoducto con Argelia (Medgaz) y la expansión de capacidad de las actuales plantas, si bien Enagás ha conseguido la concesión para la construcción y explotación de la planta de regasificación de El Musel, en Gijón, que entrará en funcionamiento en 2012. Por otra parte, en términos de producción, la operación permitirá a Enagás alcanzar una cuota del [80-90%] (adición del [10-20%]).

¹⁰ Cuotas de Enagás, Deutsche Bank y Repsol sin adición de la cuota de BBG.

¹¹ Entre 2007 y 2009, la cuota de Enagás en términos de capacidad se ha mantenido relativamente estable. Los datos de noviembre de 2009 son los más actualizados a disposición de las notificantes.

b) Mercado estrecho de infraestructuras de importación en España

(50) A continuación se indican las cuotas de las partes y sus competidores en términos de producción (2008) y de capacidad (dato más reciente: noviembre 2009) en el mercado amplio de infraestructuras de importación (incluyendo regasificadoras, gasoductos y almacenamientos subterráneos) en España:

MERCADO DE INFRAESTRUCTURAS DE IMPORTACIÓN POR PRODUCCIÓN Y CAPACIDAD NOMINAL DE PRODUCCIÓN ¹²			
	Producción 2008	Capacidad nov. 2009 ¹³	Capacidad 2011
Enagás	[60-70%]	[70-80%]	[60-70%]
BBG	[10-20%]	[0-10%]	[10-20%]
Arzak	[10-20%]	[10-20%]	[10-20%]
Otros	[0-10%]	[0-10%]	[10-20%]
Total	100%	100%	100%

Fuente: Notificación

(51) Si se considera el mercado más estrecho (sin almacenamientos), tras la operación la cuota de Enagás por capacidad ascenderá al [80-90%] (adición del [0-10%]), y al [80-90%] por producción (adición del [10-20%]). Las previsiones para 2011 muestran que la cuota de Enagás tras la operación se reducirá al [70-80%] por capacidad.

c) Mercado de redes de transporte en España

(52) Finalmente, respecto al mercado de redes de transporte, Enagás ostenta una cuota del 96,5% (7.729 kms.) en términos de capacidad de la red de transporte troncal, y de un 26,2% (708 kms.) de la red de transporte no troncal. El promedio de utilización de la red de transporte asciende al 61%.

VI.2. Estructura de la demanda y precios

(53) La demanda de acceso a las infraestructuras de importación de gas natural es ejercida por consumidores cualificados, comercializadores y otros transportistas, de acuerdo con el art. 70 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y el art. 4 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.

(54) Se trata pues de un mercado regulado tanto en el acceso al sistema gasista como en los cánones y peajes y la retribución de las actividades. De acuerdo con los artículos 5 y 6 del RD 949/2001, las peticiones de acceso al sistema (a una planta de regasificación o gasoducto) se dirigen al titular de la infraestructura relevante, quien está obligado a redirigir la solicitud a Enagás, como GTS, para que determine si hay capacidad de acceso disponible. Una vez obtenido el visto bueno del GTS, el solicitante de acceso firma un contrato de acceso de duración variable con el titular. Ni Enagás, como GTS, ni los titulares de las infraestructuras disponen de amplios márgenes de maniobra para

¹² Cuotas de Enagás, Deutsche Bank y Repsol sin adición de la cuota de BBG.

¹³ Entre 2007 y 2009, la cuota de Enagás en términos de capacidad se ha mantenido relativamente estable. Los datos de noviembre de 2009 son los más actualizados a disposición de las notificantes.

denegar o aceptar una determinada petición de suministro, pues existen normas imperativas que regulan los derechos de terceros.

- (55) La retribución por el ejercicio del derecho de acceso se realiza con cargo a las tarifas o peajes, que resultan de aplicación a todos los sujetos a los que la LSH reconoce tal derecho. Para la determinación de los peajes se tienen en cuenta las previsiones de la demanda de gas natural, la retribución de las actividades reguladas, las previsiones de utilización de las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, y, por último, las desviaciones resultantes de las liquidaciones del año anterior¹⁴. El art. 25 del RD 949/2001 establece un mecanismo de revisión de periodicidad mínima anual para actualizar todos los peajes y tasas.
- (56) La retribución de las actividades reguladas se actualiza cada 4 años y tiene por objeto asegurar la recuperación de las inversiones, permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos y determinar un sistema de retribución de los costes de explotación que incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad, que sea repercutida a los usuarios y consumidores.
- (57) Esta retribución se calcula para cada instalación de regasificación, almacenamiento y transporte de manera individualizada y se compone de un término fijo y uno variable en función de la utilización de la instalación. La determinación de los costes a retribuir se calcula tomando en consideración los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento, la disponibilidad y utilización de las instalaciones y otros costes necesarios para el desarrollo de las actividades¹⁵.
- (58) La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y actualiza aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas.

VI.3. Barreras a la entrada

- (59) Según la notificante, no existen barreras de entrada significativas en el mercado, aunque, tratándose de un mercado regulado en sus distintas fases, sí existe una serie de condiciones técnico-económicas, que han de cumplirse para que la Administración competente conceda las licencias y autorizaciones preceptivas.
- (60) En todo caso, la significativa inversión inicial necesaria tanto para la construcción de gasoductos como plantas regasificadoras puede suponer una barrera a nuevos entrantes. Igualmente, se requieren amplios conocimientos técnicos para la gestión de este tipo de infraestructuras. Sin embargo, cualquier empresa con la suficiente capacidad económica y técnica puede entrar en el mercado a través de la construcción de nuevas infraestructuras (previa autorización administrativa) o la adquisición de infraestructuras ya existentes.

¹⁴ Art. 26 RD 949/2001.

¹⁵ Orden ECO/31/2004, de 15 de enero.

VII. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN

- (61) La operación se produce en el sector del gas, en lo relativo a la recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural.
- (62) En el mercado amplio de infraestructuras de importación de gas a España (gasoductos internacionales, plantas regasificadoras y almacenamientos), Enagás alcanzará una cuota del [80-90%] (adición del [0-10%]) en términos de capacidad de producción. En el mercado más estrecho (gasoductos y regasificadoras), la cuota de Enagás ascenderá al [80-90%] (adición del [0-10%]).
- (63) Adicionalmente, tras la operación Enagás contará con un vínculo con los accionistas de control de BBG, de los cuales Repsol y Arzak tienen participaciones de control en otras infraestructuras de importación y almacenamiento de gas. De esta forma, la cuota de mercado combinada de los accionistas de BBG ascenderá hasta el [90-100%] en el mercado amplio de infraestructuras de importación de gas a España ([90-100%] sin almacenamientos). Más allá de esta consideración, la operación no modifica la situación competitiva respecto de Repsol, BP y EVE, dado que estas tres entidades ya controlaban BBG.
- (64) Asimismo, debe tenerse en cuenta que Enagás es propietaria de la mayor parte de la red de transporte en España (96,5%) y que la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en la Disposición Adicional Vigésima, nombra a Enagás GTS.
- (65) No obstante todo lo anterior, la propiedad de las infraestructuras de importación no permite una discrecionalidad en cuanto a los precios y las condiciones de su uso, en la medida en la que los peajes y las condiciones de acceso vienen determinados por la regulación. En este sentido, el artículo 60 de la citada Ley del Sector de Hidrocarburos garantiza el acceso de terceros a las instalaciones de la red básica¹⁶ y las instalaciones de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en la Ley.
- (66) De esta forma, Enagás tampoco tiene capacidad, como GTS, para actuar de forma que se beneficie a una planta o instalación en perjuicio de otras. Enagás ejerce su función de GTS a través de una Unidad Orgánica Específica, independiente del resto de actividades de Enagás y sometido a un Código de Conducta, con lo que se pretende garantizar el acceso a la red de transporte en condiciones justas y no discriminatorias. Además, la Ley 12/2007, de 2 de julio, del Sector de Hidrocarburos creó el Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético que en cierto modo fiscaliza que la actividad de Enagás como coordinador del sistema se realice de forma transparente, objetiva e independiente. Esta circunstancia se observa también en el hecho de que en

¹⁶ La red básica se compone de los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión, las plantas de regasificación y licuefacción, los almacenamientos básicos, las conexiones de la red básica con yacimientos de gas o con almacenamientos y las conexiones internacionales del sistema gasista español.

la actualidad las plantas de regasificación controladas por Enagás presenten un grado de utilización de su capacidad inferior a la media.

- (67) Tampoco es previsible que la operación reduzca la competencia en términos de la competencia referencial para la fijación de los peajes en las infraestructuras de importación. Los peajes y cánones fijados reglamentariamente están vinculados a, entre otros factores, la retribución de las actividades reguladas. A su vez, las actividades reguladas presentan una remuneración basada en costes. El hecho de que tras la operación Enagás pase a controlar más del [80-90%] de las infraestructuras de importación de gas, junto a los posibles problemas de información asimétrica, podría dar mayor poder a Enagás para determinar la rentabilidad regulada de las infraestructuras. No obstante, se estima que el número de infraestructuras que permanecerán independientes de Enagás, unido a la próxima entrada en funcionamiento del gasoducto de Medgaz en el sistema español (que supondrá un incremento de capacidad de hasta un 9%), son elementos suficientes para compensar este posible riesgo.
- (68) Asimismo, el hecho de Enagás se encuentre verticalmente integrado con la red de transporte no supone un riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva, en la medida en que las tarifas y peajes y las condiciones de acceso para estos activos están también regulados y sometidos al régimen de ATR, de modo que el refuerzo vertical de Enagás no le otorga capacidad ni crea ni modifica sus incentivos a utilizar su posición en uno de los mercados para afectar a las condiciones de competencia del otro.
- (69) Finalmente, las consideraciones anteriores son igualmente aplicables en cuanto a que el vínculo que adquiere Enagás con los restantes accionistas de BBG no le otorga incentivos a utilizar su posición preeminente en los mercados de infraestructuras de importación y red de transporte para beneficiar a Repsol o a EVE en los mercados de suministro o aprovisionamiento, ni a éstos capacidad para forzar a Enagás a beneficiarles en estos mercados.
- (70) Estas consideraciones están en línea con el informe de la CNE, que concluye que el elevado grado de concentración de la propiedad de las instalaciones de importación de gas, y su aumento como consecuencia de la operación notificada, no debe interpretarse como un indicador de efectos negativos sobre la competencia, puesto que todos los activos analizados están sujetos a un estricto régimen regulado de acceso a terceros, a unas normas de gestión técnica reguladas y a una planificación centralizada vinculante.
- (71) Teniendo en cuenta todo lo anterior, no cabe esperar que la operación suponga una amenaza para la competencia en el mercado analizado, por lo que es susceptible de ser aprobada en primera fase sin compromisos.

VIII. PROPUESTA

En atención a todo lo anterior y en virtud del artículo 57.1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio de Defensa de la Competencia se propone **autorizar la concentración**, en aplicación del artículo 57.2.a) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.