



INFORME DEL SERVICIO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

N-271 PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO

Con fecha 31 de julio de 2002 ha tenido entrada en este Servicio de Defensa de la Competencia notificación relativa a la adquisición del control conjunto por parte de UNIÓN FENOSA GAS, S.A., IBERDROLA GAS, S.A.U. y ENDESA GENERACIÓN, S.A. de la sociedad PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A.

Dicha notificación ha sido realizada por UNIÓN FENOSA GAS, S.A., IBERDROLA GAS, S.A.U. y ENDESA GENERACIÓN, S.A. según lo establecido en el artículo 15.1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, por superar el umbral establecido en el artículo 14.1 b). A esta operación le es de aplicación lo previsto en el Real Decreto 1443/2001, de 21 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 16/1989, en lo referente al control de las concentraciones económicas.

El artículo 15 bis de la Ley 16/1989 establece que: "El Ministro de Economía, a propuesta del Servicio de Defensa de la Competencia, remitirá al Tribunal de Defensa de la Competencia los expedientes de aquellos proyectos u operaciones de concentración notificados por los interesados que considere pueden obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado, para que aquél, previa audiencia, en su caso, de los interesados dictamine al respecto".

Asimismo, se añade: "Se entenderá que la Administración no se opone a la operación si transcurrido un mes desde la notificación al Servicio, no se hubiera remitido la misma al Tribunal".

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 15.2 de la Ley 16/1989, los notificantes solicitan que, en el caso de que el Ministro de Economía resuelva remitir el expediente al Tribunal de Defensa de la Competencia, se levante la suspensión de la ejecución de la operación.

Con fecha 3 de septiembre de 2002 se solicitó informe a la Comisión Nacional de Energía en aplicación del artículo 51.1 de la Ley 16/1989, que fue evacuado el 19 de septiembre.

En ejercicio de lo dispuesto en el artículo 6 del Real Decreto 1443/2001, el Servicio de Defensa de la Competencia requirió del notificante con fechas 16 de agosto, 12 y 20 de septiembre de 2002 información de carácter necesario para la resolución del expediente. La información requerida fue cumplimentada con fechas 3, 18 y 24 de septiembre de 2002, respectivamente.

Según lo anterior, computados los plazos, si el expediente no es trasladado al Tribunal de Defensa de la Competencia antes del **28 de septiembre de 2002**, inclusive, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

I. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

La operación notificada consiste en la adquisición por parte de UNIÓN FENOSA GAS, S.A., IBERDROLA GAS, S.A.U. y ENDESA GENERACIÓN, S.A. del control conjunto de la sociedad



PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A. (en adelante, PLANTA DE SAGUNTO), hasta el momento propiedad al 100% de UNIÓN FENOSA GAS, S.A.

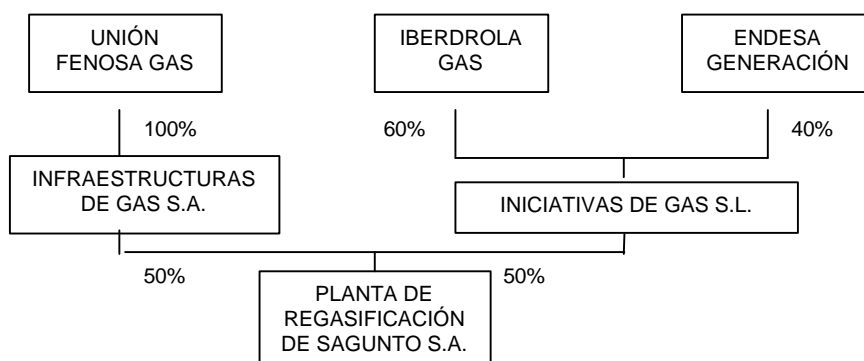
Formalmente, la toma de control se realizará por parte de la sociedad INFRAESTRUCTURAS DE GAS, S.A. (en adelante, INFRAESTRUCTURAS), 100% propiedad de UNIÓN FENOSA GAS, y por INICIATIVAS DE GAS, S.L., (en adelante, INICIATIVAS) sociedad instrumental controlada conjuntamente por IBERDROLA GAS, titular del 60% del capital, y por ENDESA GENERACIÓN, propietaria del 40% restante, que abandonan su proyecto conjunto de construcción de otra planta de regasificación en el puerto de Castellón.

En virtud del preacuerdo firmado el 16 de julio de 2002 por las partes, INFRAESTRUCTURAS e INICIATIVAS tendrán respectivamente una participación paritaria del 50%-50% en el capital social de PLANTA DE SAGUNTO. Posteriormente, las partes firmarán un acuerdo de accionistas para completar y desarrollar el preacuerdo inicial en aspectos relativos a la participación efectiva de cada una de las matrices en la sociedad conjunta, la composición, designación y funciones de los órganos de gestión de la sociedad en las distintas fases del proyecto, la incorporación de futuros socios o la gestión de la compañía y las bases de su plan de negocio.

En principio, dicho pacto debería alcanzarse en un plazo de 60 días a partir de la firma del preacuerdo anteriormente citado, previéndose una prórroga por 7 días adicionales para resolver posibles discrepancias entre las partes. Tras dicho periodo INICIATIVAS se incorporará al capital social de PLANTA DE SAGUNTO, observándose en el gobierno y gestión de la sociedad lo establecido en el preacuerdo de 16 de julio. Adicionalmente, se prevé que cualquier socio futuro que se incorpore a la sociedad deberá suscribir previamente el mismo preacuerdo y cumplir todas las obligaciones y ejercitar los derechos contemplados en el mismo de forma conjunta con la sociedad que le venda la participación, respondiendo de dicho cumplimiento la sociedad vendedora.

La eficacia del preacuerdo descrito y la ejecución de la toma de control conjunto está supeditada a la autorización de la operación por parte de las autoridades de defensa de la competencia españolas.

El siguiente esquema refleja la estructura de propiedad de PLANTA DE SAGUNTO una vez ejecutada la operación de concentración descrita.



Actualmente, la sociedad desarrolla un proyecto para la construcción, instalación, puesta en marcha y explotación comercial de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (en adelante, GNL) en el puerto de Sagunto cuya operación comercial está prevista para el último trimestre de 2004.



La operación descrita constituye una concentración en el sentido del artículo 14.2 c) de la Ley 16/1989, ya que se cumplen los siguientes criterios:

a) Control conjunto

INFRAESTRUCTURAS e INICIATIVAS controlarán conjuntamente PLANTA DE SAGUNTO, ya que ostentarán una participación paritaria del 50% cada una en el capital social de la compañía, tendrán una representación inicial igualmente paritaria en sus órganos de administración y gobierno y tendrán capacidad para determinar cuestiones esenciales relacionadas con la estrategia competitiva.

El Consejo de Administración de PLANTA DE SAGUNTO estará formado por representantes de INFRAESTRUCTURAS y de INICIATIVAS en proporción a sus respectivas participaciones en el capital de la sociedad.

Hasta la puesta en marcha de la planta de regasificación, INFRAESTRUCTURAS e INICIATIVAS tendrán derecho a designar cada una a un copresidente del Consejo de Administración, iniciándose posteriormente un sistema de presidencia no ejecutiva rotativa por periodos bienales, con asignación aleatoria de la primera presidencia.

Adicionalmente, en tanto en cuanto las sociedades accionistas mantengan participaciones iguales o superiores al 25% del capital social de PLANTA DE SAGUNTO, INFRAESTRUCTURAS tendrá derecho a designar a su Director General e INICIATIVAS al Director Financiero y de Control.

Según el acuerdo existente entre las matrices, todas las decisiones estratégicas serán tomadas de forma consensuada entre INFRAESTRUCTURAS e INICIATIVAS, habiéndose previsto un mecanismo arbitral de resolución de bloqueos.

b) Plenas funciones

PLANTA DE SAGUNTO dispondrá de todos los medios económicos, materiales, técnicos y humanos necesarios para desempeñar con carácter permanente e independientemente de sus matrices las actividades habituales del resto de empresas de regasificación presentes en el mercado.

Las matrices aportarán a la empresa conjunta los recursos financieros necesarios para hacer frente a los gastos de desarrollo del proyecto de construcción y puesta en marcha de la planta de regasificación cuya inversión prevista supera los [...] * millones de euros. Adicionalmente, durante la fase de desarrollo y construcción del proyecto no podrá bloquearse ninguna ampliación de capital necesaria para la terminación del mismo en la fecha inicialmente prevista, como tampoco se podrán bloquear ampliaciones futuras de la planta, y la política de dividendos se articulará respetando la estabilidad financiera y las necesidades de fondos para la operativa normal e inversiones de la planta.

Por otro lado, la empresa conjunta prestará los servicios de regasificación con sus propios medios, incluyendo las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de los buques metaneros, la conducción del GNL desde las instalaciones de descarga, su almacenamiento en los tanques, vaporización o regasificación propiamente dicha, la puesta a disposición en el punto de conexión con la red de transporte y la carga en cisternas de GNL, en caso de que no se opte por su vaporización.

* Se indican entre corchetes aquellas partes del informe cuyo contenido exacto se ha declarado confidencial.



Finalmente, la empresa conjunta tendrá un equipo de dirección propio dedicado a la gestión de sus operaciones diarias y tanto su Director General como su Director Financiero y de Control formarán parte de la plantilla, previéndose la creación de unos 300 empleos directos.

c) Carácter concentrativo

En cuanto a la importancia de la prestación de servicios a las matrices, los notificantes afirman no poder determinar de antemano la importancia relativa de dichos servicios, que se prestarán en condiciones normales de mercado, dado el sistema de acceso regulado de terceros a las infraestructuras gasistas y del orden de asignación de capacidades previsto por la Ley del Sector de Hidrocarburos, que limita la autonomía contractual tanto en lo relativo a la identidad del destinatario de los servicios de regasificación, como en los términos y condiciones en los que se prestan, su duración y retribución.

En principio, las partes no contemplan la asignación exclusiva del gas adquirido a ningún uso concreto, sino que puede ser utilizado indistintamente tanto para consumos propios en la actividad de generación eléctrica como para la reventa a terceros, tanto antes de su entrada en el sistema español como tras su incorporación al mismo (comercialización).

En cuanto a los suministros de bienes y/o servicios que las matrices o sus filiales realicen a la empresa conjunta, entre los que destacan la contratación del grupo SOLUZIONA para el desarrollo de la ingeniería, construcción y puesta en marcha de la planta, cabe señalar que se realizarán en condiciones de mercado.

La vocación de permanencia de la empresa conjunta y su independencia respecto de sus matrices queda patente al haberse constituido por tiempo indefinido y haberse previsto la reducción sustancial de la participación de las matrices en el capital, facilitando la entrada de terceros (inicialmente dicha reducción puede alcanzar el [...] del capital y posteriormente hasta el [...] restante con derecho de tanteo a favor de la otra parte).

II. ASPECTOS COOPERATIVOS

En el Preacuerdo de accionistas de 16 de julio y en el borrador de acuerdo de accionistas de la sociedad PLANTA DE SAGUNTO, las partes incluyen determinadas cláusulas que comportan acuerdos entre las mismas relativos a la utilización de la planta que conviene considerar separadamente:

a) Reserva máxima de capacidad

La cláusula tercera del citado preacuerdo y el epígrafe séptimo del borrador de acuerdo definitivo de accionistas establecen que en todo momento de la vida de la Planta, y de conformidad con la normativa vigente en materia de acceso a terceros a las redes, UNIÓN FENOSA, IBERDROLA y ENDESA tendrán derecho de usar hasta un máximo determinado de la capacidad de regasificación y almacenamiento de la planta, obligándose a no requerir derechos de uso superiores a los acordados, salvo que la otra parte no solicite los que le corresponderían en virtud de lo estipulado. Adicionalmente, en caso de transmisión de participaciones de la sociedad entre las matrices, éstas prevén la cesión proporcional que corresponda a los contratos de regasificación y almacenamiento que el vendedor hubiera suscrito con la planta de Sagunto.



b) Compromiso de utilización mínima

Asimismo, se establece que “en caso de infrautilización de la planta que no pueda ser cubierta por otros usuarios en cualquier momento de la vida de la misma, las partes tendrán la obligación de utilizar el [...] de la capacidad referida en el párrafo primero de la presente cláusula o, en su defecto, correr con el quebranto económico que ello represente para la sociedad. No obstante lo anterior, durante la fase de *build-up* de la planta, establecida en un período de 2 años a contar desde el inicio de la fase de operación comercial, las partes tendrán la obligación de utilizar en caso de capacidad excedentaria no contratada, el [...] de la capacidad referida en el párrafo primero de la presente cláusula o, en su defecto, correr con el quebranto económico que ello represente para la sociedad.”

c) Valoración

El apartado 5 del artículo 15 bis de la Ley 16/1989 establece que podrán entenderse comprendidas dentro de una operación determinadas restricciones a la competencia accesorias, directamente vinculadas a la operación y necesarias para su realización.

Según la Comisión Europea¹, para considerar que las restricciones de competencia están directamente relacionadas y son necesarias para la realización de la operación de concentración proyectada sería necesario demostrar que, en su ausencia, no se podría llevar a efecto la concentración o sólo podría realizarse en condiciones de mayor inseguridad, con mayores costes, en un período de tiempo bastante más largo o con mayor dificultad.

Por lo general, reúnen estos criterios los acuerdos destinados a permitir la puesta en marcha de la nueva entidad.

Adicionalmente, a la hora de determinar si una restricción es necesaria o no, conviene no sólo tener en cuenta su naturaleza sino también asegurarse de que su duración, contenido y ámbito de aplicación no exceden de lo que requiere razonablemente la realización de la concentración.

En el presente caso, considerando el exceso de demanda de capacidad de regasificación actual así como el régimen establecido por el Real Decreto 949/2001, 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, no cabe considerar acreditado que las cláusulas anteriores sean necesarias para la viabilidad de la operación proyectada.

Por ello, no se considerarán como parte integrante de la misma y estarán sujetas, en su caso, a las disposiciones de la Ley 16/1989 correspondientes a acuerdos entre empresas.

Todo lo anterior sin perjuicio del cumplimiento de la normativa sectorial vigente y, en concreto, de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, del Real Decreto 949/2001, 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, y demás normativa de desarrollo.

En particular, como señala la Comisión Nacional de Energía en su informe, la estipulación tercera del preacuerdo de accionistas “en ningún caso deberá comportar un reparto previo de la capacidad de la planta entre dichas sociedades, sin respetar derechos de terceros que pudieran

¹ Comunicación de la Comisión sobre las restricciones directamente relacionadas y necesarias para las operaciones de concentración. (DOCE 2001/C188/03).



haber efectuado una petición de capacidad con anterioridad, pues ello supondría un incumplimiento del principio de acceso de terceros a las redes, garantizado en la Ley 34/1998 y en Reglamento de desarrollo”.

III. APLICABILIDAD DE LA LEY 16/1989 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

De acuerdo con la notificación, la operación no entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CEE) nº 4064/89, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas, modificado por el Reglamento (CEE) nº 1310/97, dado que no se alcanzan los umbrales previstos en su Artículo 1.

La operación notificada cumple, sin embargo, los requisitos previstos por la Ley 16/1989 para su notificación, al superarse el umbral establecido en el artículo 14.1 b) de la misma.

IV. EMPRESAS PARTICIPES

Adquirentes:

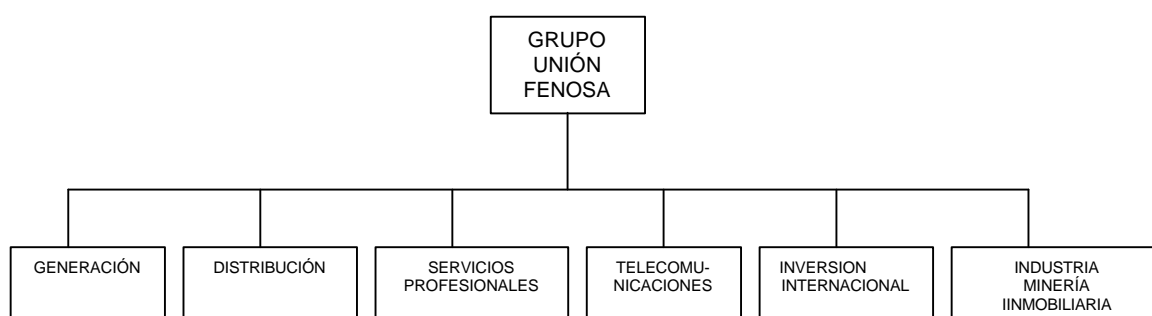
IV.1. “UNIÓN FENOSA GAS, S.A.” (UNION FENOSA GAS)

UNIÓN FENOSA GAS, creada en febrero de 1998, es la filial del grupo UNIÓN FENOSA que canaliza las actividades gasistas tras la liberalización del sector operada por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Estas actividades son desarrolladas tanto directamente por UNIÓN FENOSA GAS como a través de filiales y participadas en los casos en los que la legislación vigente exige la separación jurídica de negocios.

Concretamente, las actividades de investigación, exploración y producción se realizan a través de la filial UNIÓN FENOSA GAS EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, S.A.; el transporte a través de INFRAESTRUCTURAS DE GAS, S.A., que participa en los proyectos de Sagunto (50%) y Reganosa (21%); el suministro a consumidores cualificados y/o a comercializadores de gas a través de la filial UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A., y la distribución a consumidores domésticos a través de GAS DIRECTO, empresa propiedad de UNIÓN FENOSA GAS, titular del 60% del capital, y de CEPSA, propietaria del 40% restante.

El siguiente esquema refleja la estructura societaria del grupo UNIÓN FENOSA:





Según consta en la notificación, los principales accionistas de UNIÓN FENOSA son el Banco Santander Central Hispano con el 16,6%, Sotron, S.L. con el 7,2%, la Corporación Caixa Galicia, S.A. con el 6,7% y la Caja de Ahorros de Galicia con el 5,0%. UNIÓN FENOSA cotiza en las cuatro Bolsas españolas y en el Mercado Continuo.

Su principal actividad se desarrolla en los mercados de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas en España, aunque también tiene proyectos en varios países latinoamericanos. Finalmente, UNIÓN FENOSA tiene intereses minoritarios en los sectores de telecomunicaciones, Internet y servicios de valor añadido, sistemas de información, ingeniería, consultoría e inmobiliario.

El siguiente cuadro muestra las participaciones industriales de UNIÓN FENOSA agrupadas sectorialmente.

Participaciones industriales de UNIÓN FENOSA		
Sector	Empresa	Porcentaje (%)
ELECTRICIDAD	Red Eléctrica de España	10,0
HIDROCARBUROS	Cepsa	4,9
TELECOMUNICACIONES	Ufinet+Sogatel	100,0
	Netco	19,4
	Auna	16,7
E-BUSINESS	Turimundo	92,7
	Saludalia	80,0
	Nettranslation	57,0
	FSN	38,0
	Aquanima Iberia	14,0
	Marco Polo	4,4
TELEVISIÓN PAGO	Onda Digital	49
TELEFONÍA FIJA	Retevisión	13,5
TELEFONÍA MÓVIL	Retevisión Móvil	17,0
	Sogatel	90,0
	Canalco	49,0
SERVICIOS POR CABLE	R	35,6
	Madritel	32,0
	Supercanal	21,3
Fuente: Notificación.		



La facturación de UNIÓN FENOSA en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art.3 del R.D. 1443/2001, es la siguiente:

Volumen de ventas de UNIÓN FENOSA (Millones euros)			
	1999	2000	2001
Mundial	3.801,2	4.077,6	5.442,2
Unión Europea	2.740,3	3.162,7	3.410,6
España	2.735,0	3.112,2	3.348,1

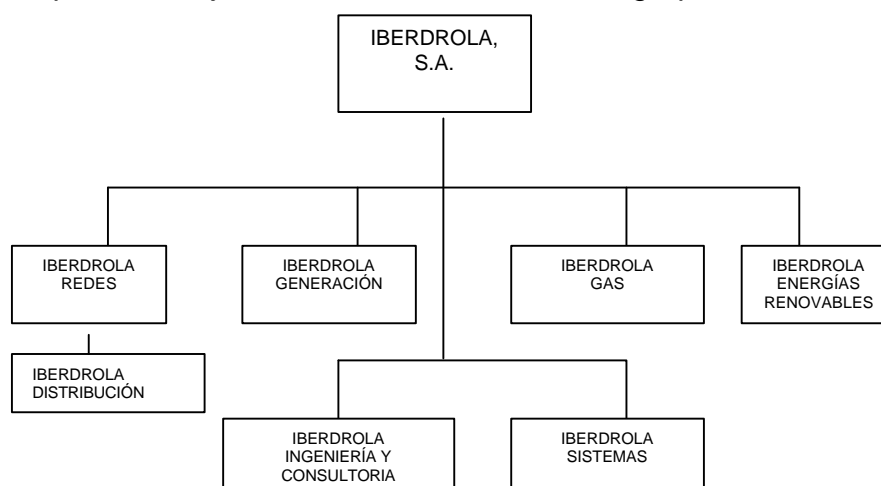
Fuente: Notificación.

IV.2. "IBERDROLA GAS, S.A.U." (IBERDROLA GAS)

IBERDROLA GAS, creada en marzo de 1999, es la filial 100% propiedad del grupo IBERDROLA en la que concentra las actividades gasistas.

No obstante todo lo anterior, en virtud de lo dispuesto por la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos en cuanto a la separación jurídica de actividades dentro del sector gasista, IBERDROLA GAS sólo desarrolla directamente la actividad de comercialización. Las actividades de transporte se realizan a través de sus filiales GAS NOSTRUM S.A.U., IBERDROLA INFRAESTRUCTURAS GASISTAS S.L., INICIATIVAS DE GAS S.L., INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA S.L. y BAHÍA DE BIZKAIA GAS S.L.; y las de distribución a través de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN DE GAS S.A.U.

El siguiente esquema refleja la estructura societaria del grupo IBERDROLA:



Según consta en la notificación, los principales accionistas de IBERDROLA son The Chase Manhattan Bank, N.A. con el 10,2%, el BBVA con el 9,9%, la Compañía de Cartera e Inversiones, S.A. con el 7,4%, la Bilbao Bizkaia Kutxa con el 5,0% y Franklin Resources Inc. Delaware con el 5%. IBERDROLA cotiza en las cuatro Bolsas españolas y en el Mercado Continuo.



Su principal actividad se desarrolla en los mercados de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas en España, aunque también tiene proyectos en Portugal, Italia, la República Checa y Polonia y es titular de activos en varios países latinoamericanos, concretamente, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Guatemala, Méjico y Uruguay. Finalmente, IBERDROLA tiene intereses minoritarios en los sectores de telecomunicaciones, Internet y servicios de valor añadido, sistemas de información, ingeniería, consultoría e inmobiliario.

El siguiente cuadro muestra las participaciones industriales de IBERDROLA agrupadas sectorialmente.

Participaciones industriales de IBERDROLA		
Sector	Empresa	Porcentaje (%)
ELECTRICIDAD	Red Eléctrica de España	10
	OMEL	5,7
	Elcogás	11,1
	Nucleonor	50
	Tarragona Power	50
	Bahía de Bizkaia Electricidad	25
	Electricidade de Portugal	5
HIDROCARBUROS	Bahía de Bizkaia Gas	25
	Galp	4
	Repsol	3,3
TELECOMUNICACIONES	Oniway	8
	Euskaltel	10
	Abrared	68
	Mediapark	49
	Telefónica Cable Castilla y León	10
	Telefónica Cable Madrid	10
	Telefónica Cable Catalunya	10
	Veo TV	23,5
OTROS	Cementos Portland	8
	IBV	50

Fuente: Notificación.



La facturación de IBERDROLA en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art.3 del R.D. 1443/2001, es la siguiente:

Volumen de ventas de IBERDROLA (Millones euros)			
	1999	2000	2001
Mundial	6.250,1	7.048,2	8.113,3
Unión Europea	6.080,4	6.815,9	7.272,0
España	6.080,4	6.815,9	7.272,0
Fuente: Notificación.			

IV.3. “ENDESA GENERACIÓN S.A.” (ENDESA GENERACIÓN)

ENDESA GENERACIÓN, creada en septiembre de 1999, es la filial 100% propiedad del grupo ENDESA en la que concentra las actividades de generación de energía eléctrica y, entre ellas, las de aprovisionamiento de gas natural para generación.

Según consta en la notificación, ENDESA no está controlada por ninguna persona física ni jurídica y cotiza en las cuatro Bolsas españolas y en el Mercado Continuo.

Su principal actividad se desarrolla en los mercados de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en España y otros países como Brasil, Chile, Argentina, Perú, Colombia, Italia o Marruecos. Adicionalmente, realiza actividades de tratamiento y distribución de gas, está presente en el sector de energías renovables, el tratamiento del agua y las telecomunicaciones.

En el sector gasista, el grupo está presente como comercializador a través de ENDESA ENERGÍA S.A. y realiza las actividades de transporte y distribución a través del holding ENDESA GAS S.A. Dicho holding participa al 100% en ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L., empresa constructora de un gasoducto para suministro de gas natural a las centrales térmicas de [...]. Asimismo, ENDESA GAS participa en las siguientes sociedades: Gas Alicante, S.A. (100%), Gas Aragón, S.A. (60,67%), Gasificadora Regional Canaria, S.A. (65%), Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A: (64%), Gesa Gas, S.A. (100%), Distribuidora Regional de Gas, S.A. (45%), Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A. (30%) y Meridional de Gas, S.A. (100%).



El siguiente cuadro muestra las participaciones industriales de ENDESA agrupadas sectorialmente.

Participaciones industriales de ENDESA		
Sector	Empresa	Porcentaje (%)
ELECTRICIDAD	Red Eléctrica de España	10
	OMEL	5,7
	Elcogás	37,9
	Nucleonor	50
HIDROCARBUROS	Repsol	3
TELECOMUNICACIONES	Auna	28,2
	Euskaltel	10,9
	Retevisión	28,2
	Amena	27,6
	Madritel	28,2
	Menta	28,2
	Supercable Andalucía	27,2
	Supercable Sevilla	27,7
	Supercable Almería	29,2
	Canarias Telecom	28,2
	Able	28,2
	Tenaria	4,7
	Quiero TV	13,8

Fuente: Notificación.

La facturación de ENDESA en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art.3 del R.D. 1443/2001, es la siguiente:

Volumen de ventas de ENDESA			
(Millones euros)			
	1999	2000	2001
Mundial	13.495	15.628	16.085
Unión Europea	9.351	10.464	10.647
España	9.351	10.464	10.647

Fuente: Notificación.



Finalmente, INICIATIVAS DE GAS S.L., empresa instrumental a través de la cual IBERDROLA y ENDESA participan en la presente operación de concentración, es una sociedad sin plenas funciones, propiedad al 60% de IBERDROLA y al 40% de ENDESA y controlada conjuntamente por ambas de acuerdo con lo establecido en el acuerdo de intenciones firmado por las matrices el 24 de abril de 2002.

IV.4. Adquirida: “PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A.” (PLANTA DE SAGUNTO)

PLANTA DE SAGUNTO es una sociedad anónima constituida en noviembre de 2001 por UNIÓN FENOSA GAS, S.A. a través de su filial INFRAESTRUCTURAS DE GAS S.A.

El objeto social de PLANTA DE SAGUNTO es la compraventa, transformación, almacenaje, transporte y, en general, todo tipo de negocios relacionados con hidrocarburos líquidos y gaseosos y otras energías, pudiendo realizar dichas actividades tanto de forma directa como indirecta.

Concretamente, la sociedad desarrolla actualmente un proyecto para la construcción, instalación, puesta en marcha y explotación comercial de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el puerto de Sagunto, Valencia.

En principio, está previsto que la operación comercial de la planta comience durante el último trimestre de 2004. Hasta el momento se han cumplido los trámites de presentación de la memoria resumen del proyecto, ingeniería básica, presentación del proyecto básico de impacto ambiental, información pública y anuncios de las licitaciones y petición de ofertas para la construcción. Están pendientes la evaluación técnico-económica de las ofertas, la adjudicación del contrato de construcción de llave en mano, la declaración de impacto ambiental favorable, la autorización administrativa previa a la construcción y explotación de las instalaciones, así como el inicio de las obras de tanques y de montaje mecánico de los equipos.

A grandes rasgos, el proyecto incluye las siguientes instalaciones: la infraestructura de descarga para llevar el GNL desde los barcos hasta los tanques de almacenamiento, dichos tanques, las instalaciones de vaporización por agua de mar y por combustión sumergida, los ramales a las centrales térmicas de ciclo combinado de UNIÓN FENOSA en el área del Puerto de Sagunto y de IBERDROLA en el área del Puerto de Castellón, el gasoducto para la conexión de la planta de regasificación a la Red Básica de Gas y el gasoducto de conexión al Gasoducto Madrid-Aragón-Valencia-Sagunto, actualmente en fase de tramitación administrativa.

La planta tendrá una capacidad de atraque y descarga de buques metaneros de hasta 12.000 m³/h, una capacidad de regasificación de 5,25 bcm de gas por año, con posibilidad de ampliación de hasta otros 5 bcm por año a partir de diciembre de 2004 y una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³, con posibilidad de 150.000 m³ adicionales en una segunda fase.

V. MERCADOS RELEVANTES

V.1. Mercado de producto

El sector económico afectado por la presente operación de concentración es el energético y, más concretamente, el de gas natural.



A pesar de la progresiva convergencia de los mercados energéticos, dadas las todavía limitadas posibilidades de sustitución existentes, las Autoridades de Defensa de la Competencia españolas y comunitarias han considerado en diversos precedentes² que el gas natural es un producto distinto de otras fuentes de energía, como el petróleo y sus derivados o la electricidad.

En particular, aunque actualmente existe una estrecha vinculación entre gas y electricidad, todavía se deben considerar mercados de producto separados, ya que se mantienen importantes diferencias tanto desde el punto de vista de la oferta como de la demanda, que limitan su sustituibilidad.

Entre dichas diferencias destacan las siguientes: su modo de obtención (el gas en yacimientos y la electricidad en instalaciones construidas al efecto), las características de sus instalaciones, su almacenabilidad (siendo el gas almacenable y la electricidad no), sus medios de transporte (gasoductos o buques metaneros, frente a redes de tensión), sus cauces de distribución, su importancia relativa en el balance de energía final y sus usos (siendo universales los de la electricidad, algunos de carácter exclusivo como la iluminación o la producción de reacciones químicas, y otros comunes con otras fuentes de energía de usos más restringidos como el gas, utilizado para usos de calefacción, agua caliente y cocina).

El gas natural es un compuesto orgánico formado principalmente por metano (en proporciones próximas al 90%) y proporciones variables de hidrocarburos gaseosos más pesados (etano, propano, butano, pentano y hexano principalmente), y otros gases como nitrógeno y dióxido de carbono, en función de su origen y de los procesos a los que haya sido sometido. Adicionalmente, se trata de una sustancia incolora, no tóxica e inodora, aunque se le suelen añadir sustancias odorizantes para facilitar su detección en caso de fuga. Asimismo, este compuesto también puede ser obtenido como subproducto en procesos industriales (altos hornos, refinerías, etc.), recibiendo en este caso distintas denominaciones en función de su fórmula (aire metanado, propanado, etc.) y la denominación genérica de gas manufacturado.

El denominador común de todos los productos anteriores está en que se distribuyen siempre canalizados.

Dentro del sector del gas, el Tribunal de Defensa de la Competencia, en consonancia con las decisiones de la Comisión Europea y con la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, ha distinguido las siguientes actividades que podrían constituir mercados de producto separados:

- **Producción.** Los productores realizan la exploración, investigación y explotación de los yacimientos.
- **Transporte.** Los transportistas son los titulares de las instalaciones de almacenamiento, regasificación y gasoductos de transporte de presión superior a 16 bares, accesibles a terceros (transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados) a cambio del pago de un peaje y en las condiciones legalmente establecidas.
- **Distribución.** Los distribuidores son titulares de las instalaciones de transporte de presión igual o inferior a 16 bares o que alimenten a un solo consumidor, construyen y operan las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo y, finalmente, suministran gas a los clientes a tarifa.

² Casos C38/99 ENDESA/GAS NATURAL y IV/M.116 Kelt American Express, IV/M. 493 Tractebel/Distrigaz II, IV/M. 568 EDF/Edison-ISE, IV/M.931 Neste/IVO y IV/M.2791 Gaz de France/Ruhrigas/Slovensky.



- **Comercialización.** Los comercializadores adquieren gas a los productores o a otros comercializadores, utilizan las instalaciones de transportistas y distribuidores a cambio del pago de los peajes correspondientes y venden el gas a otros comercializadores o a sus clientes cualificados en las condiciones que libremente pacten.

En opinión de los notificantes, la presente operación de concentración afecta, dentro del ámbito del transporte, al siguiente mercado de producto: la explotación de las infraestructuras para la importación de gas natural en el territorio peninsular español, incluidos tanto los puntos de interconexión con la red internacional de gasoductos como las plantas de regasificación.

Éstas son las dos posibilidades técnicas de introducción de gas natural en el sistema y la opción entre ambas depende de criterios como el lugar de origen del gas, las características de los contratos de aprovisionamiento, la facilidad de acceso a flotas de metaneros y, particularmente, la disponibilidad de capacidad de canalización en los gasoductos internacionales y plantas de regasificación. Por lo tanto, a pesar de la apreciable diferencia de costes de una u otra alternativa, desde el punto de vista de la demanda ambas podrían considerarse sustitutivas.

Según los notificantes, prueba de ello son las numerosas peticiones de acceso de terceros a las redes (en adelante, ATR) en las que se solicita capacidad de transporte y regasificación de modo indistinto.

Asimismo, señalan que la delimitación del mercado propuesta es acorde con la establecida por la Comisión Europea en precedentes anteriores³, aunque aportan información desagregada por si las autoridades de Defensa de la Competencia considerasen que los gasoductos internacionales y las plantas de regasificación constituyen mercados de producto separados.

Teniendo en cuenta todo lo anterior y que las conclusiones sobre los efectos de la competencia efectiva en el mercado no se verían alteradas si se considerase un **mercado global de infraestructuras para la importación de gas natural** en el territorio peninsular español o mercados separados para la explotación de **plantas de regasificación y de gasoductos internacionales**, la delimitación exacta del mercado puede quedar abierta, considerando en el presente informe ambas alternativas.

Adicionalmente, teniendo en cuenta la integración vertical existente en el sector, conviene analizar no sólo los efectos de la operación en el ámbito del transporte de gas, sino también en los mercados de **distribución y comercialización**.

Finalmente, dada la presencia de las partes en el **sector eléctrico** y su creciente relación con el sector del gas a partir de la programación y desarrollo futuro de numerosos proyectos de ciclo combinado, resulta conveniente valorar la operación en relación con el mercado de generación de electricidad.

³ Casos IV/M.493 Tractebek/Distrigaz II, IV/M.1190 Amoco/Repsol/Iberdrola/EVE, IV/M. 1673 Veba/Viag y IV/M.2791 Gaz de France/Ruhrgas/Slovensky.



V. 2. Mercado geográfico

Aplicando un razonamiento análogo y paralelo al utilizado tanto por las autoridades de Defensa de la Competencia españolas⁴ como por la Comisión Europea⁵ a la hora de definir la dimensión geográfica relevante de los mercados del sector eléctrico, cabe concluir que el mercado o mercados de explotación de infraestructuras para la importación de gas natural en el territorio peninsular español tiene dimensión **nacional**.

A pesar de la progresiva integración en el ámbito europeo, todavía no existe un auténtico mercado interior del gas donde las condiciones competitivas converjan hasta el punto de considerar la Unión Europea como mercado geográfico relevante.

En primer lugar, todavía hay elevadas limitaciones en las infraestructuras de interconexión. Adicionalmente, a pesar de la convergencia normativa, la existencia de un modelo nacional de explotación de las infraestructuras para la importación de gas natural en el territorio peninsular español, tanto en lo que respecta a la gestión de los interconectores como a la metodología para el cálculo de las tarifas y peajes, la gestión integrada del sistema gasista por parte de un operador, su estatuto y funciones, el establecimiento y tenor de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, el carácter regulado del acceso de terceros a las infraestructuras, la existencia de una Administración institucional independiente encargada de velar por el correcto funcionamiento del sistema, etc. justifican la delimitación nacional del mercado. Finalmente, el estatuto y número de operadores del sistema, sus derechos y obligaciones, así como la estructura de la demanda, el grado de liberalización y los umbrales de elegibilidad, confirman la existencia de un mercado nacional, circunscrito al territorio peninsular español.

Asimismo, como señala la CNE en su informe, no cabe definir un mercado geográfico de dimensión inferior ya que, con independencia de la ubicación del punto de entrada al sistema español, el coste de transporte del gas importado es idéntico, configurándose la retribución sobre un sistema de “peaje postal” independiente de la distancia recorrida. Sin embargo, no cabe descartar que para otras actividades como el suministro, puedan realizarse definiciones del mercado más reducidas, atendiendo a la falta de homogeneidad de las distintas zonas y a la incidencia de las infraestructuras en el desarrollo de dichas actividades.

En cuanto a la dimensión geográfica relevante del mercado de distribución de gas natural a consumidores a tarifa, el Tribunal de Defensa de la Competencia ha señalado que es igual al área que abarcan las autorizaciones administrativas para la distribución.

Finalmente, en su informe C38/99 Endesa/Gas Natural ha señalado que la dimensión del mercado de comercialización es nacional, al igual que la del mercado de energía generada y negociada en el *pool* o mercado mayorista organizado de electricidad.

⁴ Informes del Tribunal de Defensa de la Competencia C54/00 Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico y C60/00 Endesa/Iberdrola.

⁵ Decisiones de la Comisión en los casos Amoco/Repsol/Iberdrola/Ente Vasco de la Energía, EDP/Cajastur/Cáser/Hidroeléctrica del Cantábrico, RWE/Hidroeléctrica del Cantábrico, Grupo VillarMir/EnBW/Hidroeléctrica del Cantábrico, Enel/Viesgo y EnBW/EDP/Cajastur/ Hidrocantábrico.



VI. ANÁLISIS DEL MERCADO

VI.1. Características y evolución

La regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural, al igual que la distribución y comercialización están reguladas por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, que incorpora al ordenamiento español las previsiones contenidas en la normativa comunitaria⁶, de manera análoga a cómo la Ley 54/1997 lo hace para el Sector Eléctrico.

En un nuevo marco liberalizador, la Ley del Sector de Hidrocarburos suprime la consideración de servicio público en el sector del gas, si bien mantiene la de interés general para todas sus actividades, reconociendo la importancia de la garantía del suministro, su continuidad y calidad, sin olvidar la protección del medio ambiente.

Se configura así un sistema gasista que funciona bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, sin perjuicio de la necesaria regulación sobre la coordinación económica y técnica de su funcionamiento.

La gestión del sistema gasista nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal y pasa a estar desempeñada por una sociedad mercantil privada, principal propietaria y responsable de las redes de infraestructuras, así como de la gestión técnica del sistema, el Gestor Técnico del Sistema, cuya función atribuye a ENAGAS el Real Decreto Ley 6/2000⁷.

Tras la entrada en vigor de la Ley del Sector de Hidrocarburos, la aprobación de nuevas medidas de liberalización como las contenidas en los Reales Decretos-Ley 6/1999⁸ y 6/2000 ha tenido por objeto flexibilizar la oferta y avanzar en el proceso de liberalización.

VI.2. Estructura de la oferta

Desde que el gas es extraído del yacimiento (producción) hasta su destino final deben realizarse una serie de actividades que pueden ser agrupadas en tres fases: aprovisionamiento, transporte y almacenamiento, distribución y comercialización.

El **aprovisionamiento** comprende las actividades necesarias para situar el gas natural en territorio español, siendo especialmente importantes las actividades de importación, ya que la práctica totalidad del gas que se consume en España procede de otros países.

La producción de gas natural en España, en vías de extinción, es muy escasa, concentrándose en los yacimientos que aún permanecen productivos del Valle del Guadalquivir, con los pozos de Poseidón y Marismas, mientras que los antiguos yacimientos actualmente agotados se utilizan como almacenes subterráneos.

⁶ Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y el Consejo, de 22 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

⁷ Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

⁸ Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.



Según la Comisión Nacional de Energía, durante 2001 la producción nacional fue sólo de 5.867 GWh, mientras que los aprovisionamientos para el mercado nacional ascendieron a 210.412 GWh, siendo el principal suministrador Argelia con 112.868 GWh. Según datos de SEDIGAS, el 54% de los aprovisionamientos de 2001 procedieron de Argelia, el 13% de Nigeria, otro 13% de Noruega, el 10% de los países del Golfo Pérsico, el 4% de Libia y el 3% de Trinidad y Tobago.

Hasta 1998 ENAGAS era la única empresa encargada de negociar los contratos de aprovisionamiento y aunque en la actualidad pueden adquirir gas para el aprovisionamiento tanto los transportistas, como los comercializadores y los consumidores cualificados, según consta en la notificación, GAS NATURAL APROVISINAMIENTOS sigue gestionando la mayoría de los contratos a largo plazo con los países proveedores.

En el anexo I se recogen las cuotas de mercado de las partes en el aprovisionamiento de gas natural. Éstas ascenderían en 2002 al [0-5%] en el caso de UNIÓN FENOSA, al [0-5%] en el de IBERDROLA y al [0-5%] para ENDESA. De acuerdo con la proyección de los notificantes, las cuotas anteriores variarían poco en el período 2002-2004, siendo destacable el aumento hasta el [5-10%] de IBERDROLA en el citado bienio.

El aprovisionamiento de gas se hace fundamentalmente a través de los gasoductos internacionales y de buques metaneros, que transportan el gas natural en estado líquido (a -160°) hasta las terminales de regasificación.

Tradicionalmente, la importación se realizaba mediante buques metaneros hasta que en 1993 comenzó la importación de gas en estado gaseoso desde Noruega a través del gasoducto que conecta la red española con la francesa, y a finales de 1996 se inauguró el gasoducto Magreb-Europa, que conecta la red con el yacimiento de Hassi R'Mel en Argelia. Con ello se definen los dos mercados de producto anteriormente mencionados: la explotación de plantas de regasificación y de gasoductos internacionales.

Como refleja la tabla siguiente, desde un punto de vista estático ENAGAS controla todas las infraestructuras para la importación de gas natural, tanto gasoductos como plantas de regasificación:

Cuotas de mercado en explotación de infraestructuras para la importación de gas natural en el territorio peninsular español 2000, 2001 y 2002			
Titular	Infraestructura	Capacidad (bcm)	Cuota (%)
ENAGAS	Planta Barcelona	7,8	33,19
ENAGAS	Planta Cartagena	3,6	15,32
ENAGAS	Planta Huelva	3,3	14,04
ENAGAS	Gasoducto Magreb	6,6	28,08
ENAGAS	Gasod. Lacq	2,2	9,36
Total		23,5	100,00

Fuente: Notificación.
Adicionalmente, existen dos conexiones con Portugal en Tuy y Campo Mayor, si bien cumplen funciones principalmente exportadoras de gas.



Sin embargo, dado el plazo de maduración de las inversiones, es preciso realizar un análisis dinámico con el fin de prever cuál será la estructura del mercado de explotación de infraestructuras para la importación de gas natural en el territorio peninsular español en el medio plazo.

En este sentido, las partes intervinientes en la presente operación participan en el desarrollo de varios proyectos de construcción de nuevas plantas de regasificación.

UNIÓN FENOSA y ENDESA participan cada una con el [...] del capital social de REGANOSA, sociedad titular de la planta de regasificación de Mugaros, en la que también participan Grupo Tojeiro [...], la Xunta [...], Caixa Galicia [...], Sonatrach [...], Caixanova [...] y Banco Pastor [...].

IBERDROLA participa en la planta de Bilbao, construida por BAHÍA DE BIZKAIA GAS, en la que ostenta un [...] del capital, junto con BP-AMOCO, REPSOL y EVE, titulares cada uno de ellos de participaciones iguales al [...] del capital. La fecha de entrada en servicio de dicha planta está prevista para septiembre de 2003, con una capacidad inicial de 3 bcm anuales (ampliable a 6 bcm para finales de 2003) y 2x150.000 m³ de almacenamiento.

Como se ha señalado anteriormente, ENDESA participa en varios proyectos de infraestructuras para la importación de GNL que le otorgan una cuota estimada en el mercado de regasificación de [...] bcm, que representan un [0-5%] de la capacidad de la planta de regasificación de Barcelona en 2002 y un [0-5%] de su capacidad en 2003.

Finalmente, las partes tienen firmados contratos de regasificación y transporte con ENAGAS que se describen en el anexo II.

La tabla siguiente refleja las cuotas de mercado de los distintos operadores en 2004:

Cuotas de mercado en explotación de infraestructuras para la importación de gas natural en el territorio peninsular español 2004			
Titular	Infraestructura	Capacidad (bcm)	Cuota (%)
ENAGAS	Planta Barcelona	7,8	18,81
ENAGAS	Planta Cartagena	5,8	14,00
ENAGAS	Planta Huelva	5,2	12,54
ENAGAS	Gasoducto Magreb	9,1	21,95
ENAGAS	Gasod. Lacq	2,2	5,30
Subtotal ENAGAS		30,1	72,60
IB BP- AMOCO, REPSOL Y EVE ¹	Bahía de Bizkaia	2,5	6,03
UF, EN y otros ²	Reganosa	3,6	8,70
UF, IB, EN	Sagunto	5,25	12,66
Subtotal		11,35	27,40



otros			
Total		41,45	100,00

Fuente: Notificación.

1. Participan en la planta IBERDROLA , BP-AMOCO, REPSOL Y EVE, cada una con el [...] del capital.

2.Participan en la planta UNIÓN FENOSA y ENDESA, cada una con el [...] del capital, Grupo Tojeiro [...], la Xunta [...], Caixa Galicia [...], Sonatrach [...], Caixanova [...] y Banco Pastor [...].

Pasando a centrar el análisis dentro del submercado de la gestión de **plantas de regasificación**, la siguiente tabla muestra las cuotas de mercado de los distintos operadores en el medio plazo según estimaciones de la CNE:

Cuotas de mercado en explotación de plantas de regasificación en el territorio peninsular español 2004-2006						
Infraestructura	Capacidad de almacenamiento		Capacidad de emisión prevista		Capacidad de atraque	
	m ³	%	m ³ /hora	%	m ³	%
Barcelona (Enagas)	240.000	16,44	1.650.000	25,58	80.000	12,40
Huelva (Enagas)	160.000	10,96	1.400.000	21,71	140.000	21,70
Cartagena (Enagas)	160.000	10,96	1.050.000	16,28	140.000	21,70
Bahía de Bizkaia ¹	300.000	20,55	800.000	12,40	n.d.	n.d.
Reganosa ²	300.000	20,55	800.000	12,40	145.000	22,48
Sagunto	300.000	20,55	750.000	11,63	140.000	21,70
Total	1.460.000		6.450.000	100,00	645.000	100,00

Fuente: Notificación.

1. Participan en la planta IBERDROLA , BP-AMOCO, REPSOL Y EVE, cada una con el [...] del capital.

2.Participan en la planta UNIÓN FENOSA y ENDESA, cada una con el [...] del capital, Grupo Tojeiro [...], la Xunta [...], Caixa Galicia [...], Sonatrach [...], Caixanova [...] y Banco Pastor [...].

Según estimaciones de los notificantes, sus cuotas de mercado en 2004 en capacidad de regasificación ascenderán al [15-20%] para UNIÓN FENOSA, [10-15%] para IBERDROLA y [0-5%] para ENDESA, correspondiendo el [70-75%] a sus competidores.

En el submercado de redes de gasoductos con conexión internacional dichas cifras ascenderán al [0-5%], [0-5%] y [0-5]%, respectivamente.

En cuanto a la actividad de **transporte**, cabe señalar que en la actualidad España posee alrededor de 6.030 Km de gasoductos, de los cuales alrededor del 93,2% son de transporte primario y el resto de transporte secundario (con una presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar), 7 estaciones de compresión, 219 estaciones de regulación y/o medida, 45 cromatógrafos y 158 equipos de odorización.



Actúan como transportistas las siguientes empresas: Enagás, S.A., Gasoducto Al Andalus, S.A., Gasoducto de Extremadura, S.A., y Sociedad de Gas Euskadi, S.A., y están en fase de autorización Bahía de Bizkaia Gas, S.L y Regasificadora del Noroeste, S.A.

No obstante, como se observa en el siguiente cuadro, la práctica totalidad de redes de transporte del sistema gasista son propiedad de ENAGAS.

Cuotas de mercado en la propiedad de la red de transporte		
Empresa	Km de gasoducto	(%)
Enagas	5.382	89,3
Al-Andalus (Enagas+Transgas)	277	4,6
Gasoducto de Extremadura (Enagas+Transgas)	250	4,1
Gas de Euskadi	121	2,0
Total	6.029	100,0
Fuente: Notificación citando como fuente la CNE.		

Asimismo, ENAGAS es el propietario de uno de los dos almacenamientos subterráneos existentes en España, en Serrablo (Huesca), y es titular de un derecho de explotación del otro, el almacenamiento de Gaviota (Vizcaya).

En cuanto a la **distribución**, la red afecta a esta actividad está integrada por aproximadamente 31.550 Km de gasoductos, incluyendo los de alta, media y baja presión, así como por más de 2.000 estaciones de regulación y 21 sistemas de odorización. Esta actividad tiene la consideración de monopolio natural y como tal se encuentra absolutamente regulada.

Según consta en la notificación, en el mercado de distribución de gas natural en España están presentes las siguientes empresas: Bilbogas, Compañía Española de Gas, Distribuidora Regional del Gas, Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura, Donostigas, Gas Alicante, Gas Aragón, Gas Andalucía, Gas Castilla-La Mancha, Gas de Asturias, Gas Directo, Gas Figueres, Gas Galicia SDG, Gas Hernani, Gas Natural Cantabria SDG, Gas Natural Castilla y León, Gas Natural SDG, Gas Natrual de Alava, Gas Natural de La Coruña, Gas Natural de Murcia SDG, Gas Navarra, Gas Pasaia, Gas Rioja, Gesa Gas, Meridional de Gas, Sociedad del Gas Euskadi y Tolosa Gas.

Como puede observarse, además de existir numerosos pequeños distribuidores de ámbito exclusivamente local, los principales grupos eléctricos y GAS NATURAL también están presentes en el mercado de distribución a través de filiales con personalidad jurídica propia, operando esta última más del 80% de las redes de distribución.



La posición de las partes se refleja en la siguiente tabla:

Cuotas de mercado en distribución (%)		
Empresa	2002	2004
UNIÓN FENOSA (GAS DIRECTO)	[0-5]	[0-5]
IBERDROLA	---	---
ENDESA	[0-5]	[5-10]
Fuente: Notificación.		

En el mercado de **comercialización** de gas natural en España están presentes las siguientes empresas: Gas Natural Comercializadora, Naturgas Comercializadora, Iberdrola Gas, Hidrocantábrico Energía, BP Gas España, Comercializadora Ibérica de Gas, Endesa Energía, Shell España, Cepsa Gas Comercializadora, Unión Fenosa Gas Comercializadora, Aquila Energy Comercializadora, Comercialización de Energía Natural, Louis Dreyfus Electricidad y Gas, Sempre Energy Europe España, Carboex, Edison Gas España, Gaz de France Comercializadora, Totalfina Elf Gas & Power, RWE Trading GmbH, El Paso Merchant Energy Spain, TXU Europe Energy Trading, Comercializadora Sideribérica de Gas, Unión Fenosa Comercializadora, Ilerda Wind, Cinegy Global Power Iberia, Ingeniería y comercialización del Gas y Eni España Comercializadora de Gas.

La posición de las partes se refleja en la siguiente tabla:

Cuotas de mercado en comercialización (%)		
Empresa	2002	2004
UF GAS COMERCIALIZADORA	[0-5]	[5-10]
IBERDROLA	[5-10]	[5-10]
ENDESA	[0-5]	[5-10]
Fuente: Notificación.		

En cuanto a la estructura de la oferta en el mercado mayorista organizado de **generación de electricidad**, las cuotas de mercado de los cinco principales operadores sobre el total del régimen ordinario, medidas en términos de cifra de negocios de la actividad de producción y de capacidad instalada, se recogen en la siguiente tabla:



Cuotas de mercado en generación de electricidad		
(%)		
Empresa	Volumen de ventas¹	Capacidad instalada²
Endesa	47,7	40,9
Iberdrola	29,9	36,9
Unión Fenosa	14,7	12,1
Hidrocantábrico	6,9	3,9
Viesgo	---	5,5
Elcogas	0,8	0,7
Total régimen ordinario	100,0	100,0
1.Volumen de ventas de la actividad de generación a 31 de diciembre de 2000. 2.Capacidad instalada en 2001. Fuente: Elaboración propia a partir de datos ofrecidos por la CNE.		

Durante los próximos años, está previsto un incremento significativo de la potencia instalada en el sistema eléctrico español mediante la construcción de numerosas centrales de ciclo combinado.

La siguiente tabla recoge las previsiones de capacidad hasta el año 2005, según datos de la CNE que tienen en cuenta el incremento de potencia como consecuencia de la construcción de las centrales de ciclo combinado.

Previsión de potencia total instalada de generación eléctrica				
(MW)				
	2002	2003	2004	2005
Endesa	17.850	18.250	18.250	18.250
Iberdrola	18.057	18.857	19.657	20.057
Unión Fenosa	5.333	5.881	8.281	11.481
Hidrocantábrico	2.574	2.574	2.574	2.574
Electra de Viesgo	2.609	2.609	2.609	2.609
Gas Natural-Repsol	800	1.000	1.600	1.600
AES Energía, SRL	0	1.200	1.200	1.200
Edison Mission Energy	0	400	400	400
BP	0	200	800	800
Bizkaia Energía	0	0	750	750
Entergy Power	0	0	800	2.000
Otros	335	1.318	1.318	1.318
Fuente: Elaboración propia a partir de información de la CNE.				



VI.3. Estructura de la demanda

El sector del gas natural en España se caracteriza por haber experimentado una continuada e intensa expansión en los últimos años, alcanzando tasas de crecimiento de la demanda sensiblemente superiores a las de la demanda energética global. Concretamente, en los tres últimos años las tasas de crecimiento anual del consumo han superado el 12%, hasta alcanzar la cifra de 212.317 GWh en 2001. Esta evolución, que se mantiene en el presente y se prevé continúe en el futuro, ha supuesto una reducción paulatina del margen de cobertura del sistema gasista español.

Tradicionalmente, la demanda de gas natural se ha clasificado en consumo doméstico-comercial, industrial y consumo para generación eléctrica, habiéndose producido un fuerte crecimiento en todos ellos, favorecido por el impulso dado a esta fuente energética en los sucesivos Planes Energéticos Nacionales, debido fundamentalmente a sus ventajas medioambientales frente a otras fuentes energéticas.

La evolución de estos tipos de consumo, junto con las previsiones de demanda, se resumen en la siguiente tabla:

Evolución y previsión de consumo de gas natural en España				
Tipo Consumo	2000		2005	
	bcm	(%)	bcm	(%)
Doméstico	3,0	17,75	4,7	18,95
Industrial	13,9	82,25	20,2	81,05
Total	16,9	100,00	24,8	100,00

Fuente: Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura. CNE.

En lo que respecta al consumo doméstico-comercial, el crecimiento responde en gran parte a la sustitución de otros combustibles fósiles para el uso de los sistemas de calefacción.

Por lo que respecta al sector industrial, los grandes consumidores de gas natural son los sectores de cerámicas y azulejos, y la industria química (fertilizantes), consumiendo cada uno de ellos alrededor del 20% del total industrial.

Finalmente, el sector eléctrico también está directamente vinculado al consumo de gas, dada la sustitución de otros combustibles como el fuel y la futura construcción de numerosas centrales de ciclo combinado, con el fin de incrementar la capacidad y de reducir los costes de generación de electricidad. Así, existen centrales policombustibles que pueden utilizar indistintamente gas natural o fuel para generar electricidad y cuya flexibilidad de consumo de fuel o gas varía desde un 75% a un 100%, dependiendo de las características de la central. Las perspectivas de expansión de centrales de ciclo combinado ya se han recogido en el epígrafe VI.2.



Los agentes que pueden adquirir gas natural en España son:

- Los transportistas, para su venta a otros transportistas, así como a los distribuidores que estén conectados a sus redes para atender los suministros a tarifa de consumidores no cualificados.
- Los distribuidores, para atender suministros a tarifa.
- Los comercializadores, para su venta a otros comercializadores o a consumidores cualificados.
- Los consumidores cualificados que, de acuerdo con la normativa, pueden adquirir el gas a precio libre o a tarifa si lo desean.

La Ley del Sector de Hidrocarburos estableció un calendario y determinados umbrales de consumo para que los consumidores de gas pasaran a ser considerados cualificados, que posteriormente han sido rebajados por los Reales Decretos-Ley 6/1999 y 6/2000.

Así, tienen la consideración de consumidores cualificados los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica para su consumo propio, cuando entren en competencia de acuerdo con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Adicionalmente, desde enero de 2002, tienen tal consideración, aquéllos cuyo consumo sea igual o superior a 1 millón de Nm³ (lo que supone una liberalización de aproximadamente el 79% del consumo nacional), y finalmente, a partir de enero de 2003, cualquier consumidor podrá optar por la condición de cualificado. No obstante, la normativa vigente establece que durante un periodo de tres años siguientes al momento en que un consumidor hubiera accedido a la condición de cualificado, podrá optar por seguir adquiriendo el gas al distribuidor a tarifa o adquirirlo a un comercializador en las condiciones libremente pactadas.

Finalmente, los consumidores que adquieran el gas de los comercializadores tendrán derecho a acceder a las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución de acuerdo con la normativa vigente en cada momento.⁹

En cuanto a la evolución futura de la demanda de gas natural, según la notificación, se prevé que crezca a una tasa media del 6% anual en el período 2002-2006 y del 4,1% anual en el quinquenio siguiente. Gm³ (n)/año

VI.4. Fijación de precios y otras condiciones comerciales

La configuración actual del modelo de aprovisionamiento de gas natural se caracteriza por la posición de dominio de un número limitado de proveedores y países entre los que destacan Argelia, Nigeria, Noruega, Rusia, Trinidad y Tobago y países de Oriente Medio.

Adicionalmente, las condiciones habituales de los contratos de suministro, difícilmente modificables por los compradores, se caracterizan por su larga duración (generalmente entre 15 y 20 años); la fijación de precios frecuentemente referenciados a los productos petrolíferos con revisiones periódicas y variables en función del mercado de destino; la aplicación de condiciones de entrega *CIF* o *Ex Ship* y la inflexibilidad en la programación anual de entregas.

La rigidez de los contratos se manifiesta en la imposición de plazos prolongados por parte de los proveedores con el fin de garantizar la viabilidad financiera de las inversiones necesarias para la extracción, licuefacción y transporte del gas. Adicionalmente, se suele exigir un ritmo anual

⁹ 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.



regular de entregas de GNL dadas las limitaciones de carácter logístico (transporte marítimo y dificultad de almacenamiento del gas). Asimismo, se obliga a los compradores a retirar la práctica totalidad de la mercancía (entre el 90% y el 100%) o pagarla de cualquier modo si por cualquier circunstancia decidiera no retirarla (*take or pay*).

Finalmente, las posibles oscilaciones al alza de la demanda se cubren mediante mecanismos de *make-up* de los contratos a largo plazo o mediante contratos a corto plazo y *spot* a petición del comprador, que le permiten adquirir cargamentos de GNL, normalmente a un precio superior.

En cuanto a la prestación de servicios de regasificación, la Ley del Sector de Hidrocarburos establece que tiene carácter de actividad regulada cuyo régimen económico y de funcionamiento se ajusta a lo previsto por la citada ley.

De esta forma, la Ley garantiza el acceso de terceros a las instalaciones de regasificación, disponiendo que sus titulares “deberán permitir la utilización de las mismas a los consumidores cualificados, a los comercializadores y a los transportistas que cumplan las condiciones exigidas, mediante la contratación separada o conjunta de los servicios de transporte, regasificación y almacenamiento, sobre la base de los principios de no discriminación, transparencia y objetividad”.¹⁰

El acceso sólo podrá ser denegado por las causas previstas por el artículo 70.3 y 70.4 la citada Ley del Sector de Hidrocarburos, que han de ser interpretadas restrictivamente y cuya vulneración es considerada infracción muy grave por la Ley. Dichas causas son básicamente que la capacidad existente sea insuficiente; que el acceso a la red impida cumplir las obligaciones de suministro impuestas; que existan dificultades económicas y financieras que se deriven de la ejecución de contratos de compra obligatoria; o que la empresa solicitante radique en un país en el que no estén reconocidos derechos análogos y se altere el principio de reciprocidad.

Asimismo, según el Real Decreto 949/2001¹¹, el 75% de la capacidad total de las plantas de regasificación debe destinarse a contratos de duración mínima de dos años y el 25% restante a contratos de duración inferior, y ningún comercializador puede acceder a más de un 50% de las capacidades reservadas para contratos a corto plazo.

Además, la contratación del acceso y reserva de capacidad debe realizarse con arreglo a un procedimiento tasado, articulado en dos fases:

1. Formalización del derecho de acceso, mediante solicitud formal al titular de las instalaciones, el cual deberá resolver motivadamente con arreglo al orden cronológico de su recepción, siendo la Comisión Nacional de Energía el órgano competente para resolver los posibles conflictos que puedan surgir.
2. Formalización del contrato de acceso a las instalaciones de regasificación cuyo contenido mínimo y modelo está normalizado por el Ministerio de Economía.

El precio o peaje por la prestación de servicios de regasificación, su metodología de cálculo y procedimiento de liquidación y cobro se fijan y revisan periódicamente por el Gobierno mediante Orden Ministerial, teniendo en cuenta los criterios y objetivos establecidos por la Ley del Sector de Hidrocarburos, con los que se pretende garantizar un desarrollo suficiente de las infraestructuras.

¹⁰ Artículo 70.1 de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

¹¹ 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.



Los peajes de regasificación son únicos para todo el territorio nacional y tienen el carácter de máximos. Su importe consta de un término fijo aplicable al caudal diario contratado y un término variable según los kWh efectivamente regasificados. Ninguna de las partes intervinientes en la operación practica descuentos sobre dicho importe.

Con arreglo al régimen jurídico vigente de acceso de terceros a las infraestructuras del sistema gasista, los usuarios tienen libertad para optar por una u otra planta de regasificación, o por uno u otro gasoducto de conexión internacional existentes para introducir gas en España.

En cuanto al almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución de gas natural tienen también carácter de actividades reguladas, siendo retribuidas con cargo a los cánones, peajes y tarifas fijados igualmente de forma administrativa. El régimen de acceso de terceros a las redes de transporte es idéntico al de las plantas de regasificación y gasoductos de conexión internacional.

Por último, el precio del gas adquirido por los consumidores cualificados es el libremente pactado por los mismos con sus suministradores.

VI.5. Competencia potencial - Barreras a la entrada

De acuerdo con lo señalado por el Tribunal de Defensa de la Competencia en el informe C38/99, cabe destacar las siguientes barreras a la entrada en el sector del gas:

En primer lugar, la alejada posición de España con relación a las principales fuentes de aprovisionamiento mundiales (Norte de África, Mar del Norte, Rusia, Noruega) lo que dificulta la competencia e influye decisivamente en la gestión de las infraestructuras de importación, al condicionar la vía y el ritmo de entrega del gas importado.

Aunque la situación descrita favorece a GAS NATURAL que mantiene un contrato de suministro a largo plazo con la zona más próxima y con el gas más barato, cabe señalar que la subasta del 25% del gas procedente de Argelia exigida por el Real Decreto-Ley 6/2000 ha contribuido a aminorar sensiblemente la barrera anterior.

En segundo lugar, cabe señalar igualmente que la limitación de la capacidad actual de los gasoductos de conexión internacional, de las plantas de regasificación y de las infraestructuras de transporte, en algunos casos saturadas, siguen elevándose como barreras a la entrada en el sector gasista. Las limitaciones existentes para la disponibilidad de buques de transporte de gas natural licuado también limita la competencia en los mercados gasistas.

En este contexto, el Puerto de Sagunto ofrece una ubicación idónea para la recepción de GNL procedente de los países productores de la cuenca del Mediterráneo (Argelia, Libia, Egipto y Turquía) y de Oriente Medio (Qatar, Abu-Dhabi, Omán y Yemen) y constituiría un nuevo punto de entrada en el sistema español, incrementando su capacidad de recepción, almacenamiento y regasificación y permitiendo ampliar y diversificar la estructura de aprovisionamientos.

En tercer lugar, las elevadas inversiones necesarias para la construcción de infraestructuras gasistas y el prolongado período de maduración de las mismas constituyen barreras que desincentivan la entrada de nuevos operadores en el sector.



En cuarto lugar, la necesidad de obtención de numerosas autorizaciones administrativas para la construcción y explotación de infraestructuras gasistas puede constituir también una barrera a la entrada, a pesar de sujetarse a procedimientos reglados y objetivos.

En quinto lugar, el Tribunal de Defensa de la Competencia ha señalado que la Ley del Sector de Hidrocarburos, modificada por el Real Decreto-Ley 6/1999, cerró la posibilidad de otorgar nuevas autorizaciones para la construcción de instalaciones de distribución hasta el año 2008, consolidando la posición de monopolio territorial de la empresa ya activa en cada área.

En sexto lugar, la presencia en el mercado de comercialización de gas natural exige contar con una importante masa crítica de volumen de gas que no todos los operadores pueden conseguir.

En séptimo lugar, como ha señalado el Tribunal, cabe destacar la intensa concentración e integración vertical del sector. A este respecto, cabe señalar que las medidas de liberalización relativas a ENAGAS contenidas en el Real Decreto-Ley 6/2000 contribuyen a paliar los efectos lesivos sobre la competencia efectiva derivados de la integración vertical.

Finalmente, cabría destacar las ventajas derivadas de la antigua posición de monopolio de GAS NATURAL en el sector y la disponibilidad de información privilegiada sobre clientes potenciales y actuales.

En el presente caso, habría que valorar también las barreras de entrada existentes en el sector eléctrico español, ya examinadas en los informes de Tribunal C54/00, C60/00 y C66/00, entre las que destacan la escasa capacidad de interconexión con otros sistemas, el difícil acceso a activos estratégicos (como emplazamientos, recursos hidroeléctricos o combustibles), las limitaciones de la red de transporte, los costes de instalación y la necesaria diversificación del parque de generación, la integración vertical de los principales operadores y el propio riesgo regulatorio.

A pesar de esta situación, desde una perspectiva dinámica es preciso recordar que en los últimos meses se han producido importantes actuaciones, entre las que destacan los compromisos de incremento de la capacidad de interconexión tanto con Portugal como con Francia, que previsiblemente atenuarán la incidencia de dichas barreras a la entrada.

VII. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN

VII.1. Posición en el mercado

La operación de concentración analizada, consistente en la adquisición por parte de UNION FENOSA, IBERDROLA y ENDESA del control conjunto del proyecto de construcción de una planta de regasificación en Sagunto, supone en última instancia el refuerzo de operadores alternativos al líder actual en los mercados de gestión de infraestructuras de acceso al sistema gasista español.

En relación con los mercados de producto directamente afectados por la presente concentración, es preciso destacar que ninguna de las partes intervinientes presta actualmente servicios de regasificación, ni es titular de gasoductos con conexión internacional que constituyan puntos de entrada al sistema español, sin perjuicio de sus intereses en varios proyectos conjuntos



de infraestructuras actualmente en desarrollo. La posición de las empresas partícipes en la presente operación de concentración en la actividad de aprovisionamiento de gas natural también es muy reducida.

Como señala la CNE¹², “considerando que las plantas de Barcelona, Huelva y Cartagena son propiedad de ENAGAS, con el 38,36% de la capacidad total de almacenamiento en manos de esta sociedad, y teniendo en cuenta asimismo el porcentaje que controlaría UNIÓN FENOSA/IBERDROLA/ENDESA, coincidente con el de Bilbao y Galicia, puede concluirse que la nueva planta de Sagunto no dispondría de una posición privilegiada en cuanto a la actividad de almacenamiento de gas natural en España”.

Adicionalmente, la CNE señala que “la planta de Sagunto en el 2006 dispondría del 11,63% de la capacidad de emisión total nacional, correspondiendo a las plantas de ENAGAS el 63,56% del total. En definitiva, no tendría una posición preeminente con respecto a la capacidad de emisión”. En relación con la capacidad de atraque, “la planta de Sagunto estará en línea con la capacidad del resto, correspondiendo a ENAGAS de manera indiscutible el porcentaje más elevado en este punto” .

Además de la limitada posición de las partes en las actividades de aprovisionamiento y gestión de infraestructuras, no cabe prever que la operación favorezca la coordinación estratégica entre ellas.

Como señala la CNE, existen posibilidades limitadas de coordinación de su comportamiento competitivo en la actividad regulada de prestación de servicios de regasificación y almacenamiento por los siguientes motivos: la intensa regulación y supervisión por parte del Gestor Técnico del Sistema y de la Comisión Nacional de Energía; la prohibición normativa de discriminar entre operadores en términos de asignación de capacidades, de condiciones contractuales y económicas en la prestación de servicios o la imposibilidad legal de bloquear capacidad no utilizada cuando exista demanda para la misma.

En cuanto a aspectos verticales, los tres grupos notificantes están integrados y participan, no sólo en el mercado de aprovisionamiento, regasificación, almacenamiento y transporte de gas, sino que han iniciado también sus actividades en los mercados de distribución y comercialización. No obstante, sus cuotas son muy reducidas en este terreno y, como señala la CNE en su informe, “la situación de control conjunto no debería otorgar a las matrices una posibilidad de obtención de información estratégica que les permita coordinar sus comportamientos competitivos en la actividad de comercialización, pues la información a que podrían tener acceso será la relativa a la actividad de regasificación y almacenamiento (cantidades, precio en todo caso regulados e iguales para todos los agentes), pero no habrán de tener información relativa a las actividades de comercialización de sus socios competidores”:

VII.2. Competencia actual

El consorcio REPSOL-GAS NATURAL-ENAGAS lidera todos los mercados del sector gasista español, al ser propietario de la práctica totalidad de la red de transporte primario y secundario, del almacenamiento subterráneo de Serrablo, de un derecho de uso del

¹² Informe de la Comisión Nacional de Energía sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición por parte de Unión Fenosa Gas, S.A., Iberdrola Gas, S.A.U. y Endesa Generación, S.A. del control conjunto de la sociedad Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.



almacenamiento de Gaviota, de todos los gasoductos de conexión internacional (Lacq, Magreb, Tuy y Campo Mayor), así como de las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena operativas en la actualidad. Adicionalmente, es líder tanto en distribución como en comercialización de gas natural.

No obstante lo anterior, no cabe ignorar que la operación notificada constituye un proyecto conjunto de tres competidores en los mercados gasistas que son, a la vez, los principales operadores del sector eléctrico, debiendo valorarse la medida en que la presente operación puede favorecer la coordinación estratégica y, por tanto, obstaculizar la competencia efectiva en este último ámbito.

En este contexto, cabe señalar lo ya indicado por la CNE: “la mera titularidad de participaciones del capital social no debería otorgar a las sociedades del sector eléctrico una mayor facilidad de coordinación en este último sector, dado que como ya se ha señalado, la actividad de regasificación y almacenamiento tiene carácter regulado, y la asignación de su capacidad debe ser realizada respetando los derechos de terceros, incluidos los partícipes, con arreglo a los principios de acceso de terceros a las redes”.

Por tanto, “la información relativa a la gestión de la planta de regasificación a que pueden tener acceso los partícipes por el hecho de serlo no habría de permitirles coordinar su estrategia competitiva en el mercado de generación de electricidad, ni en otros mercados del sector eléctrico”.

VII.3. Competencia potencial y barreras a la entrada

Dada la configuración actual del sistema gasista español y las elevadas barreras a la entrada existentes en los mercados y, en particular, en las actividades de desarrollo de infraestructuras, la Planificación de las Infraestructuras Gasistas para el período 2002-2011 contempla numerosas iniciativas para incrementar su capacidad y estimular la competencia en el sistema¹³.

En este contexto, la construcción de nuevas plantas de regasificación en España permite incrementar el número de operadores de infraestructuras para la importación de gas natural licuado.

Esta consecuencia ya fue destacada por la Comisión Europea en su decisión del caso IV/M 1190 AMOCO/REPSOL/IBERDROLA/ENTE VASCO DE LA ENERGÍA y es de nuevo señalada por la CNE al subrayar “las ventajas derivadas de la operación en cuanto avance en el desarrollo de un mercado de servicios de regasificación, al permitir la entrada de un nuevo agente distinto de ENAGAS, propietario de la totalidad de las plantas y único importador, concluyendo en suma que la operación no tendrá como consecuencia la creación o reforzamiento de una posición dominante”.

Adicionalmente, la operación proyectada contribuye al incremento de la capacidad de regasificación, actualmente muy limitada, lo que favorecerá la competencia entre operadores y podría tener efectos positivos adicionales sobre los precios de los aprovisionamientos, al posibilitar la entrada de gas procedente prácticamente de cualquier lugar del mundo, expandiendo la oferta y reforzando la capacidad de negociación frente a los actuales países proveedores.

¹³ Ver anexo III.



Finalmente, el incremento de la capacidad de regasificación contribuye positivamente a garantizar el suministro en las puntas extremas de invierno, así como a incrementar el margen de cobertura de la demanda y crear las condiciones para el desarrollo de un mercado de gas natural más integrado en el europeo y, por tanto, con mayor competencia potencial.

VII.4. Conclusiones

En atención a todo lo anterior, cabe concluir, como señala la CNE en su informe, que “la operación no comporta un riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva en el desarrollo de las actividades reguladas de regasificación y almacenamiento, ni tampoco en el mercado descendente de comercialización de gas o de aprovisionamiento, todo ello atendiendo a la cuota que representa la planta de Sagunto y la de las sociedades matrices en cada una de las actividades reseñadas, ni tampoco en el sector eléctrico”.

No obstante, los distintos acuerdos incluidos en la cláusula tercera del preacuerdo de accionistas firmado por las partes el 16 de junio de 2002 y en el epígrafe 7 del borrador de acuerdo definitivo de accionistas presentado ante este Servicio de Defensa de la Competencia el 20 de septiembre de 2002, no pueden considerarse restricciones de las contempladas en el apartado 5 del artículo 15 bis de la Ley 16/1989. Por lo tanto, no se deben entender autorizados como parte de la operación notificada y estarán, en su caso, sujetos a la normativa de competencia correspondiente a acuerdos entre empresas.

Todo lo anterior sin perjuicio del cumplimiento de la normativa sectorial vigente y, en concreto, de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, del Real Decreto 949/2001, 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, y demás normativa de desarrollo.

En particular, como señala la Comisión Nacional de Energía en su informe, la estipulación tercera del preacuerdo de accionistas “en ningún caso deberá comportar un reparto previo de la capacidad de la planta entre dichas sociedades, sin respetar derechos de terceros que pudieran haber efectuado una petición de capacidad con anterioridad, pues ello supondría un incumplimiento del principio de acceso de terceros a las redes, garantizado en la Ley 34/1998 y en el Reglamento de desarrollo”.

VIII. PROPUESTA

En atención a todo lo anterior, se propone **no remitir** el expediente de referencia al Tribunal de Defensa de la Competencia para su informe en aplicación de lo previsto en el artículo 15 bis apartado 1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, por lo que la operación de concentración notificada quedaría autorizada conforme al apartado 2 del mencionado artículo, con las salvedades antes señaladas en cuanto a acuerdos entre los accionistas.



ANEXO I

CUOTAS DE APROVISIONAMIENTO DE GAS NATURAL

Contratos de aprovisionamiento de gas natural de UNIÓN FENOSA, IBERDROLA y ENDESA						
Empresa	Contratante	Capacidad	Fecha contrato	Duración contrato	Cuota (%) 2002	Cuota (%) 2004
UNIÓN FENOSA	EGPC	[...]	[...]	[...]	[0-5]	[0-5]
	Sagane	[...]	[...]	[...]		
	Sultanato de Omán	[...]	[...]	[...]		
IBERDROLA	SNAM S.p.A.	[...]	[...]	[...]	[0-5]	[5-]
	Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon a.s., Amerada Hess Norge A/S, Svenska Petroleum Exploration AS	[...]	[...]	[...]		
	Sonatrach	[...]	[...]	[...]		
	Nigeria LNG Limited	[...]	[...]	[...]		
	Sagane	[...]	[...]	[...]		
	Gas Natural Trading SDG	[...]	[...]	[...]		
ENDESA	Gas Natural SDG	[...]	[...]	[...]	1,7	1,3
	Sonatrach	[...]	[...]	[...]		
	Sonatrach/Carboex Int Ltd	[...]	[...]	[...]		
	Sagane	[...]	[...]	[...]		

Fuente: Notificación.



ANEXO II

CONTRATOS DE REGASIFICACIÓN Y TRANSPORTE SUSCRITOS POR UNIÓN FENOSA, IBERDROLA Y ENDESA

a) UNIÓN FENOSA

En [...], UNIÓN FENOSA firmó un contrato por [...] años con ENAGAS por el que contrató en firme las siguientes capacidades de regasificación de las plantas de [...] y [...]:

Capacidad de regasificación contratada con ENAGAS por UNIÓN FENOSA			
Año	bcm/año	Cartagena (kwh/día)	Huelva (kwh/día)
2004	[...]	[...]	[...]
2005	[...]	[...]	[...]
2006	[...]	[...]	[...]
2007 y ss	[...]	[...]	[...]

Fuente: Notificación.

Adicionalmente, UNIÓN FENOSA tiene contratados [...] buques metaneros de 140.000 m³ de capacidad cada uno, disponibles a partir de [...] y por períodos de [...].

b) IBERDROLA

IBERDROLA tiene firmados numerosos contratos de regasificación y transporte, [...].

Capacidad de regasificación y transporte contratada por IBERDROLA							
Tipo	Plazo	Inicio contrato	Fin contrato	C.I. Magreb	Planta Barcelona	Planta Huelva	Planta BBG
Regasificación y transporte	[...]	[...]	[...]		[...]		
Regasificación		[...]	[...]		[...]		[...]
Transporte		[...]	[...]	[...]			
Regasificación y transporte	[...]	[...]	[...]		[...]		
		[...]	[...]		[...]		
		[...]	[...]		[...]		
		[...]	[...]			[...]	
Regasificación	[...]	[...]	[...]				[...]
		[...]	[...]				[...]

Fuente: Notificación.



c) ENDESA

ENDESA [...], empresa [...] de gas natural, tiene contratadas las siguientes capacidades en los gasoductos de conexión internacional y en la planta de [...]:

Capacidad de regasificación contratada por ENDESA				
Año	[...]		[...]	
	Capacidad	Cuota (%)	Capacidad	Cuota (%)
2000 y 2001	[...]	[...]	[...]	[...]
2002	[...]	[...]	[...]	[...]
2003	[...]	[...]	[...]	[...]
2004	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: Notificación.



ANEXO III

PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS 2002-2011

Ampliaciones de los gasoductos de conexión internacional y de las plantas de regasificación existentes, así como construcción de nuevas plantas de regasificación (2002-2005).

- Incremento en 3 bcm anuales de la capacidad de entrada al sistema gasista español por el gasoducto Magreb-Europa (4 trimestre 2005).
- Aumento hasta un caudal de 150.000m³ (n)/hora de la capacidad de entrada al sistema gasista español desde Portugal, mediante la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL en Sines.
- Ampliación de la capacidad de regasificación de Huelva en dos fases hasta alcanzar una capacidad total de 1.000.000 m³ (n)/h y construcción de un tercer tanque de GNL de 150.000 m³ (4 trimestre 2004 y 4 trimestre 2005).
- Ampliación de la capacidad de emisión de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL de Barcelona en dos fases (4 trimestre 2002 y 4 trimestre 2005) hasta alcanzar una capacidad total de 1.250.000 m³ (n)/h y construcción de un nuevo atraque para buques metaneros (1 trimestre 2003).
- Ampliación de la capacidad de regasificación de Cartagena en tres fases (4 trimestre 2002, 4 trimestre de 2003 y 4 trimestre 2005) hasta alcanzar una capacidad total de 1.050.000 m³ (n)/h y construcción de un tercer tanque de GNL de 150.000 m³.
- BBG (Bilbao Bizkaia Gas)- Planta de Regasificación de Bilbao.
- Reganosa- Planta de Regasificación de Mugaros (La Coruña).

Ampliaciones de los gasoductos de conexión internacional y de las plantas de regasificación existentes, así como construcción de nuevos gasoductos (2006-2011).

- Duplicación del flujo de entrada actual a través de Lacq-Calahorra, pasando de 2,2 Gm³ (n)/año a 4,5 Gm³ (n)/año (4 trimestre 2006).
- Incremento progresivo a partir de 2007 de la entrada de gas a través del gasoducto del Magreb hasta alcanzar un total de 13 Gm³ (n)/año para el mercado español (4 trimestre 2011).
- Entrada de 450.000 m³ (n)/h a través de la frontera francesa por Irún (4 trimestre 2006).
- Gasoducto Argelia-España-Europa (MEDGAZ).