



RESOLUCIÓN (Expte. C-0098/08, GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA)

CONSEJO

D. Luis Berenguer Fuster, Presidente
D. Fernando Torremocha García-Sáenz, Vicepresidente
D. Emilio Conde Fernández-Oliva, Consejero
D. Miguel Cuerdo Mir, Consejero
D^a Pilar Sánchez Núñez, Consejera
D^a M^a Jesús González López, Consejera
D^a Inmaculada Gutiérrez Carrizo, Consejera

En Madrid, a 7 de noviembre de 2008.

Visto el expediente tramitado de acuerdo a la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, relativo a la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG S.A. del control exclusivo de UNIÓN FENOSA S.A. (Expte. C/0098/08), actuando como Ponente la Consejera D^a Inmaculada Gutiérrez Carrizo, 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 acordado, en aplicación del artículo 57.2.c) de la mencionada Ley, iniciar la segunda fase del procedimiento.

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/0098/08 GAS NATURAL / UNIÓN FENOSA

Con fecha 3 de septiembre de 2008 ha tenido entrada en esta Dirección de Investigación notificación relativa a la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. (GAS NATURAL) del control exclusivo de UNIÓN FENOSA, S.A. (UNIÓN FENOSA).

Dicha notificación ha sido realizada por GAS NATURAL según lo establecido en el artículo 9 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia por superar los umbrales establecidos en los artículos 8.1.a) y b). 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.

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.

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".

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 17.2.c) de la Ley 15/2007, con fecha 4 de septiembre de 2008 se solicitó informe no vinculante sobre la citada operación a la Comisión Nacional de Energía (CNE), lo cual suspende el cómputo del plazo de resolución en virtud del artículo 37.2.d). El citado informe fue recibido por esta Dirección de Investigación con fecha 10 de octubre de 2008.

Con fecha 10 de septiembre de 2008, esta Dirección de Investigación remitió a la notificante requerimientos de subsanación y de información de carácter necesario para resolver el expediente en virtud de los artículos 55.4 y 55.5 de la Ley 15/2007. Los requerimientos fueron cumplimentados con fecha 26 de septiembre de 2008.

Según lo anterior, la fecha límite para acordar iniciar la segunda fase del procedimiento es el **8 de noviembre de 2008**, inclusive. Transcurrida dicha fecha, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

I. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

La operación notificada consiste en la adquisición por parte de GAS NATURAL del control exclusivo de UNIÓN FENOSA, vía la adquisición en dos fases del 45,3% de su capital social y la consiguiente formulación de una oferta pública de adquisición



(OPA) de acciones por el 100% del capital social, de conformidad con lo establecido en el artículo 60 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores¹.

La operación notificada es una concentración económica conforme a lo dispuesto en el artículo 7.1.b) de la Ley 15/2007.

La adquisición del 45,3% del capital social de UNIÓN FENOSA se instrumenta mediante un contrato de compraventa de 30 de julio de 2008, por el que GAS NATURAL ha adquirido a ACS, Actividades de Construcción y Servicios, S.A. (ACS) el 9,99% del capital social de UNIÓN FENOSA, condicionando la adquisición del 35,31% restante de ACS en UNIÓN FENOSA a la aprobación las autoridades sectoriales y de competencia.

Asimismo, GAS NATURAL ha firmado el 14 de agosto de 2008 un *equity swap* con UBS Limited, por el que tiene la opción de adquirir a esta sociedad el 5,15% de UNIÓN FENOSA una vez que la CNE le autorice a superar el 10% en el capital social de UNIÓN FENOSA.

No obstante, finalmente GAS NATURAL no necesita dicha autorización, pues con fecha 18 de septiembre de 2008, la CNE ha considerado que tras la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas de 17 de julio de 2008, recaída en el asunto C-207/07, en relación con la compatibilidad con el derecho comunitario de parte de la función 14 de la CNE, es preciso hacer una interpretación literal estricta de los apartados de dicha función 14 de la CNE no afectados por la sentencia citada, lo que según la CNE, llevaría a que la autorización de la función 14 no sea de aplicación a la adquisición por GAS NATURAL del capital social de UNIÓN FENOSA.

La ejecución de la operación está condicionada a su autorización por parte de las autoridades de competencia de España, México y Sudáfrica. Con fecha 8 de octubre de 2008 la operación ha sido autorizada en México.

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

De acuerdo con la notificante, la operación no 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, pues si bien se superan los umbrales de su artículo 1, tanto GAS NATURAL como UNIÓN FENOSA obtienen más de dos tercios de su volumen de negocios comunitario en España.

La operación notificada cumple, sin embargo, los requisitos previstos por la Ley 15/2007 para su notificación, al superarse los umbrales establecidos en los artículos 8.1. a) y b) de la misma.

¹ De acuerdo con el artículo 60 de la Ley 24/1988, la adquisición del 45,3% en UNIÓN FENOSA por GAS NATURAL implicará el lanzamiento automático, en el plazo máximo de un mes, de una OPA por GAS NATURAL sobre el 100% del capital de UNIÓN FENOSA, al superar el umbral del 30%.



III. EMPRESAS PARTICIPES

III.1. “GAS NATURAL SDG, S.A.” (GAS NATURAL)

GAS NATURAL, que cotiza en Bolsa, es la cabecera de un grupo energético verticalmente integrado, activo principalmente en el aprovisionamiento, transporte, distribución y comercialización de gas y en la generación y comercialización de electricidad. Su principal actividad se desarrolla en los mercados gasistas en España, donde es el principal agente, aunque también es un importante operador de gas en Latinoamérica, con presencia en Argentina, Brasil, Colombia, Puerto Rico y México.

GAS NATURAL está controlada conjuntamente por Repsol YPF, S.A. (REPSOL) y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (LA CAIXA), que poseen, respectivamente, un 31% y un 36,7% de su capital. Ambas matrices han firmado una serie de pactos parasociales² por los que se otorgan mutuamente derechos de veto en la adopción de las decisiones estratégicas de la sociedad. Además, GDF-Suez posee el 8,8% de GAS NATURAL.

REPSOL es una sociedad presente en el sector de los hidrocarburos, donde entre otras actividades produce y suministra fuel-oil a centrales de generación de electricidad, y también opera en el sector del gas natural y en el eléctrico. En particular, REPSOL está presente en el aprovisionamiento y las actividades de *midstream* de gas a través de las sociedades REPSOL-GAS NATURAL LNG, S.L. (controlada conjuntamente con GAS NATURAL), ENIREPSA, LTD. (con una participación del 30%, siendo sus socios ENI y Saudi Aramco), y WEST SIBERIAN RESOURCES LTD. (con una participación del 10%), en regasificación de gas (donde controla conjuntamente la regasificadora de Bilbao -Bahía Bizkaia Gas-, junto con Iberdrola, BP y el Gobierno Vasco), en comercialización de gas en España (a través de REPSOL LNG, S.L. y REPSOL COMERCIALIZADORA DE GAS, S.A.) y en generación de electricidad (a través del ciclo combinado en Bilbao -Bahía Bizkaia Electricidad-, que controla conjuntamente junto con Iberdrola, BP y el Gobierno Vasco).

La facturación de GAS NATURAL en el ejercicio 2007, conforme al artículo 5 del Reglamento de Defensa de la Competencia fue, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE GAS NATURAL ³ EN EL EJERCICIO 2007 (Millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
77.678	[>250] ⁴	[>60]

Fuente: Notificación

III.2. “UNIÓN FENOSA, S.A.” (UNIÓN FENOSA)

UNIÓN FENOSA, que cotiza en Bolsa, es un grupo energético integrado que opera principalmente en el sector eléctrico (generación, distribución y comercialización), si bien en los últimos años también se ha introducido en los mercados de gas (básicamente aprovisionamiento y comercialización minorista).

² Ambos socios mantienen un pacto de accionistas suscrito el 11 de enero de 2000 y renovado el 16 de mayo de 2002 para articular el control conjunto sobre GAS NATURAL.

³ Incluye el volumen de negocios correspondiente a las matrices de Gas Natural, Repsol y La Caixa.

⁴ Se indica entre corchetes aquella información cuyo contenido exacto ha sido declarado confidencial.



UNIÓN FENOSA también proporciona servicios de ingeniería y telecomunicaciones, a través de varias filiales.

UNIÓN FENOSA dispone de una empresa en participación al 50% con ENI (Unión Fenosa Gas), que gestiona su negocio de aprovisionamiento y suministro de gas.

También dispone de una empresa en participación al 50% con ENEL (Enel Unión Fenosa Renovables -EUFER-), que gestiona el negocio de energías renovables de UNIÓN FENOSA en España.

Asimismo, UNIÓN FENOSA controla conjuntamente Nueva Generadora del Sur (que gestiona la central de ciclo combinado de Campo de Gibraltar) al 50% junto con CEPSA, se reparte al 50% con Iberdrola el capital social del ciclo combinado de ACECA⁵, y participa en las centrales nucleares de Almaraz y Trillo junto a otros operadores eléctricos (Endesa, Iberdrola, Hidrocantábrico y Nuclenor) y en la central térmica de Anllares junto con Endesa.

UNIÓN FENOSA estaba controlada en exclusiva por ACS, con una participación de 45,3%⁶, que le permitía disponer de una mayoría en las Juntas Generales de Accionistas de esta sociedad, dado el nivel de asistencia a las mismas en los últimos años⁷. Otro accionista importante es Caixanova (5,5%).

La facturación de UNIÓN FENOSA en el ejercicio 2007, conforme al artículo 5 del Reglamento de Defensa de la Competencia fue, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE UNIÓN FENOSA EN EL EJERCICIO 2007 (Millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
6.010	[>250]	[>60]

Fuente: Notificación

IV. MERCADOS RELEVANTES

IV.1 Mercados de producto

El sector afectado por la operación es el energético y, en particular, las actividades de gas natural (producción, aprovisionamiento, transporte, distribución y suministro minorista) y de electricidad (generación, distribución y suministro minorista), en donde coinciden ambas partes de la operación.

Los precedentes nacionales⁸ y comunitarios⁹ han considerado que la electricidad y el gas natural se encuentran en mercados de producto diferenciados,

⁵ La notificante no ha indicado cuál es la estructura de control de esta central, por lo que esta cuestión se debería examinar en profundidad en la segunda fase del expediente.

⁶ En la actualidad, esta cuota se reduce al 35,31% tras la adquisición por GAS NATURAL del 9,99% el pasado 30 de julio.

⁷ Ver informe SDC N-05104 ACS/UNIÓN FENOSA.

⁸ Ver, entre otros, informe TDC C-94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

⁹ Ver, entre otros, casos M.4180 GDF/SUEZ, M.3696 E.ON/MOL, M.3440 ENI/EDP/GDP.

sobre la base de la reducida sustituibilidad por el lado de la demanda para el consumidor final entre el gas y la electricidad (entre otros motivos porque exige utilizar equipos distintos para consumirlo), y la escasa sustituibilidad por el lado de la oferta (dado que los modos de obtención, las posibilidades de almacenamiento, los mecanismos de transporte, etc. son distintos).

Todo ello sin perjuicio de que el gas natural y la electricidad sean dos *inputs* energéticos interrelacionados entre sí. En primer lugar, el gas natural es el combustible que utilizan las plantas de ciclo combinado (CCGT¹⁰, en sus siglas en inglés), que son las centrales de generación eléctrica que más han crecido en España en los últimos años. Adicionalmente, bastantes operadores energéticos están simultáneamente presentes en el sector del gas y de la electricidad, y frecuentemente lanzan al mercado ofertas duales de suministro minorista de estos *inputs* energéticos.

Asimismo, existe una tendencia a nivel europeo a la concentración entre empresas presentes en los sectores del gas y la electricidad. Entre otros, destacan los casos E.on/Ruhrgas en Alemania, Dong/Elsam/Energi 2 en Escandinavia y GDF/Suez en Francia y Bélgica.

Por ello, con independencia de que se diferencien mercados relevantes distintos para el sector del gas natural y de la electricidad, de cara al análisis de los efectos sobre la competencia efectiva de la operación de concentración notificada se van a tener en cuenta las distintas interrelaciones entre los distintos mercados del gas natural y la electricidad.

Por otra parte, UNIÓN FENOSA está también presente en otros sectores económicos (ingeniería y telecomunicaciones), pero según la notificante, sus cuotas de mercado no superan el 10% bajo ninguna de las posibles definiciones razonables de los mercados afectados, por lo que no es necesario examinarlos a los efectos de la presente operación.

Adicionalmente, REPSOL, matriz de GAS NATURAL junto con LA CAIXA, tiene presencia en la actividad verticalmente relacionada de suministro de fuel-oil a centrales de generación eléctrica.

No obstante, según estimaciones de REPSOL, en 2007 sólo ha suministrado a centrales térmicas [...] toneladas de fuel-oil, que representaría aproximadamente el [10-20]% del fuel-oil suministrado a centrales térmicas en España dicho año. Asimismo, las centrales térmicas de fuel-oil sólo han generado en los últimos tres años menos del 5% de la electricidad consumida en España, y la cuota de UNIÓN FENOSA en centrales fuel-oil asciende a sólo el [10-20]% de la capacidad disponible en esta tecnología.

Por estos motivos, no es necesario realizar un análisis en mayor profundidad de este mercado a los efectos de la presente operación de concentración.

IV.1.a) Sector gas natural

El sector del gas natural viene regulado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, que traspone en España la Directiva 2003/55/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio

¹⁰ *Combined-Cycle Generating Turbine.*

de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE, y por su normativa de desarrollo.

El artículo 60 de la Ley 34/1998 establece que la regasificación, el almacenamiento básico, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas, mientras que la producción, aprovisionamiento y comercialización de gas se desarrollan en régimen de libre competencia.

Asimismo, desde 1 de julio de 2008, se ha producido la desaparición del suministro a tarifa, que ha sido sustituido por el suministro de último recurso, sujeto a unas tarifas máximas, al que a partir del 1 de julio de 2010 sólo podrán acogerse los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 1 GWh¹¹.

Conforme a los precedentes nacionales y comunitarios citados, dentro del sector del gas natural se pueden distinguir los siguientes mercados de producto diferenciados:

1. **Exploración y producción de gas**, que comprende la exploración, desarrollo y explotación de yacimientos de gas natural. La actividad de las partes en este mercado es marginal, con una cuota significativamente inferior al 1% a nivel del EEE¹²+Rusia+Argelia. Asimismo, en España la producción de gas tiene muy poca importancia, y según la CNE¹³, en 2007 sólo representaba el 0,35% del gas consumido en España. No obstante, en la medida en que GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA (a través de Nuegas) controlan a los dos únicos productores de gas natural en España, que disponen de diversas concesiones para la explotación de yacimientos en el valle del Guadalquivir, es necesario examinar los efectos de la presente operación en este mercado.
2. **Mercado mayorista o de aprovisionamiento de gas**, comprendiendo este último las actividades por las que se trae el gas desde el yacimiento donde se extrae hasta la red básica de transporte en España, desde donde se suministra a los consumidores finales.

Este aprovisionamiento de gas se puede producir en dos modalidades:

- A través de gasoductos internacionales, por los que se transporta el gas en estado gaseoso. En España existen dos gasoductos internacionales a través de los que se importa una cantidad significativa de gas: el del Magreb (que viene desde Argelia atravesando Marruecos) y el de Larrau (que viene desde Noruega, a través de la frontera con Francia en Navarra). Asimismo, está prevista la apertura en 2009 del gasoducto de Medgaz, que viene directamente desde Argelia hasta Almería. Por otra parte, España está conectada con Portugal a

¹¹ Entre el 1 de julio de 2008 y el 1 de julio de 2010 se prevé la reducción gradual del número de sujetos con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, según la disposición transitoria quinta de 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.

¹² Espacio Económico Europeo.

¹³ "Informe de supervisión de abastecimientos de gas y la diversificación del suministro, noviembre de 2007".

través de los gasoductos de Tuy y Badajoz, por el que actualmente transita gas procedente del gasoducto del Magreb con destino a Portugal, y con Francia a través de un pequeño gasoducto en Irún, que se utiliza sobre todo para exportar gas.

- En forma de gas natural licuado (GNL), mediante la licuefacción del gas en el puerto de origen, el transporte en buques metaneros y la entrega en las plantas de regasificación del GNL. En España existen seis plantas regasificadoras en funcionamiento: Barcelona, Cartagena, Huelva, Bilbao, Sagunto y Mugardos.

Se trata de un mercado mayorista, en el que gran parte del gas efectivamente aprovisionado en España es obtenido por operadores de gas como GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA mediante contratos a largo plazo con productores de gas. Estos contratos configuran el mercado mayorista primario de gas identificado en el informe de la CNE realizado a petición de esta Dirección de Investigación.

Sin embargo, existe un mercado no regulado de *trading* de gas, dentro y fuera de España, en el que los distintos operadores gasísticos (que normalmente no son productores de gas) adquieren o se intercambian gas, muchas veces en transacciones financieras que no implican una entrega física del gas, normalmente en contratos de compraventa o derivados financieros, y en general a corto plazo, con una duración inferior a un año.

El *trading* de gas dentro de España coincide con el mercado mayorista secundario de gas identificado por la CNE, y afecta fundamentalmente al GNL, utilizándose como una herramienta de flexibilidad a la hora gestionar los volúmenes de gas aprovisionados, a fin de hacer frente a los picos y valles de demanda y solventar las limitaciones a la descarga y duración del almacenamiento en las regasificadoras¹⁴.

El *trading* de gas en España se ha desarrollado fundamentalmente a partir de 2006, y utiliza la plataforma informática MS-ATR, desarrollada por Enagás, siendo el principal punto de intercambio las plantas de regasificación (donde se intercambia el 95% del gas¹⁵).

Dadas las diferentes características de las transacciones mayoristas a corto plazo y a largo plazo, y en línea con la propuesta de la CNE, podría plantearse la posibilidad de segmentar este mercado según la duración de los contratos, en la medida en que los contratos a corto plazo se utilizan como una herramienta de flexibilidad y los contratos a largo como la fuente principal de aprovisionamiento físico.

No obstante, esta es una cuestión que debería ser objeto de un análisis en profundidad que excede el ámbito de la primera fase del expediente. Por ello, a los

¹⁴ Los pequeños suministradores de gas suelen realizar *swaps* entre ellos con el gas que les llega mediante buques metaneros para gestionar los problemas de los “dientes de sierra”. Estos problemas se refieren a los costes de almacenamiento (costes de oportunidad, peajes y penalizaciones por falta de descarga –a los 5 días- o por almacenamiento a partir del octavo día) ocasionados por los desajustes entre la descarga de GNL en las regasificadoras y su consumo, dado que la cantidad de gas descargada de un buque es muy superior a su consumo diario de gas. Mediante un *swap*, un operador cede temporalmente el gas descargado en un buque a otro operador, lo que le permite ajustar sus aprovisionamientos con su consumo y reducir sus *stocks* medios.

¹⁵ Fuente: Informe mensual de supervisión del Mercado mayorista de gas. Junio de 2008. CNE.

efectos de este informe en primera fase se va a dejar abierta la definición exacta del mercado de aprovisionamiento de gas, por lo que se va a estudiar los efectos de la operación notificada en el mercado general de aprovisionamiento y en los segmentos de mercado mayorista primario (largo plazo) y mercado mayorista secundario (corto plazo).

- 3. Infraestructuras de importación y transporte.** Este mercado abarca las infraestructuras de la red básica de gas que se recogen en el artículo 59 de la Ley 34/1998. En particular, en el mismo se encuentran incluidas las infraestructuras de importación (gasoductos internacionales y terminales de regasificación), almacenamiento (depósitos subterráneos y en terminales de regasificación) 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).

En la medida en que por norma general el acceso a estas infraestructuras está regulado, supervisado y gestionado por Enagás (el gestor técnico del sistema), lo relevante a efectos de la valoración de su estructura competitiva no es tanto la titularidad de cada infraestructura, sino la capacidad utilizada y reservada a cada operador.

La excepción son los gasoductos internacionales con países ajenos a la Unión Europea, que no están sujetos a los mismos derechos de acceso generales, y en los que sí hay cierta correspondencia entre la titularidad de la infraestructura y la capacidad reservada, y los almacenamientos no incluidos en la red básica. En la actualidad no existe este tipo de almacenamientos en España, ni parece estar previsto que vayan a existir fuera de la red básica.

En todo caso, el análisis de este mercado de infraestructuras de transporte e importación se centrará ante todo en el estudio de los posibles efectos verticales de falta de capacidad de acceso a los mercados de suministro minorista de gas que la operación notificada pueda generar.

- 4. Redes de distribución de gas.** Comprende las redes de distribución de gas que van desde la red de transporte a alta presión al consumidor final (a una presión igual o inferior a 16 bares, salvo que estén dedicados a un único consumidor). Los precedentes citados han considerado que cada red de distribución conforma un monopolio natural, y su acceso y precios están regulados. No obstante, es preciso examinar la estructura de este mercado de cara a la competencia potencial en el tendido de nuevas redes y la competencia referencial para la fijación de peajes regulados, así como para los posibles efectos verticales de cierre de acceso a los mercados de suministro minorista de gas que la operación notificada pueda generar.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que hasta el 1 de julio de 2008 el distribuidor tenía la obligación de suministrar el gas a los consumidores que se acogiesen a la tarifa regulada, por lo que también se encontraba dentro de los mercados de suministro minorista que se analizan a continuación. No obstante, desde esta fecha la actividad de las distribuidoras está restringida a la gestión de las redes de distribución, siendo, en su caso, las comercializadoras de cada grupo las encargadas del suministro de último recurso.

5. **Suministro minorista de gas:** El suministro de gas a clientes finales se ha segmentado tradicionalmente en: regulado (suministro a tarifa a precio regulado realizado por el distribuidor de gas) y liberalizado (suministro a precio libre realizado por los comercializadores).

No obstante, desde el 1 de julio de 2008, el suministro de gas a tarifa ha sido sustituido por el suministro de último recurso, que se caracteriza por tener fijado un precio máximo regulado (manteniendo la posibilidad de los comercializadores de competir en precios por debajo de dicho máximo), dar libertad de elección de suministrador de último recurso a los clientes finales, y haber restringido paulatinamente los consumidores que se pueden acoger al mismo (a partir de julio de 2010 sólo podrán acogerse al suministro de último recurso los de consumo anual inferior a 1 GWh).

Asimismo, en la medida en que el mercado liberalizado absorbe más del 90% del gas suministrado en España, se considera adecuado, en línea con los últimos precedentes nacionales y comunitarios, descartar la segmentación del mercado suministro en regulado y liberalizado.

Los precedentes más recientes han optado por diferenciar los mercados de suministro por el tipo de cliente, teniendo en cuenta las diferencias en volúmenes de consumo, patrones de demanda, tipos de contrato, relaciones con los clientes, márgenes comerciales, etc.

Así, se ha distinguido entre suministro a grandes clientes (que se asimila al suministro a alta presión), suministro a clientes residenciales y PYMES (que se asimila a baja presión) y suministro a centrales de ciclo combinado¹⁶.

Dichos precedentes descartan la existencia de suficiente sustituibilidad por el lado de la oferta, dados los diferentes perfiles de consumo de los usuarios, como para justificar la existencia de un único mercado de producto.

En el caso de suministro de gas a centrales de ciclo combinado hay una tendencia a que este suministro sea asumido por el propio titular de la central eléctrica. Por su parte, el suministro a clientes a baja presión suele quedar circunscrito a operadores que cuentan con redes de distribución significativas en la zona, ya sea de gas o electricidad, dada su experiencia y escala suficiente como para manejar a un elevado número de pequeños clientes.

Por estos motivos, resulta procedente mantener la segmentación del suministro minorista de gas entre: suministro a grandes clientes (alta presión), suministro a clientes residenciales y PYMES (baja presión) y suministro a centrales ciclo combinado.

¹⁶ Según datos del Registro de Productores del Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (<http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/F512DB04-55D6-471F-95AF-9F1CBC74E4D2/29441/Pord1008.xls>), además de los ciclos combinados, existen varias centrales en activo que pueden utilizar como combustible alternativo el gas natural. No obstante, no se dispone de datos del nivel de consumo de gas natural de estas centrales, por lo que se debería analizar en una segunda fase del expediente si se deben incluir en este mercado. Los datos que se aportan en el presente informe no incluyen el gas suministrado a estas centrales.

IV.1.b) Sector eléctrico

El sector eléctrico viene regulado por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, que traspone en España la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, y por su normativa de desarrollo.

El artículo 11 de la Ley 54/1997 establece que el transporte, la distribución y la operación técnica del sistema tienen carácter de actividades reguladas, mientras que la producción y la comercialización de electricidad se desarrollan en régimen de libre competencia. Ni GAS NATURAL ni UNIÓN FENOSA realizan actividades de transporte u operación, por lo que las mismas no resultan relevantes de cara al presente análisis.

Asimismo, la Ley 54/1997 prevé la desaparición del suministro a tarifa realizado actualmente por los distribuidores a partir del 1 de enero de 2009, que será sustituido por el suministro de último recurso, sujeto a unas tarifas máximas, al que a partir de 2011 sólo podrán acogerse los consumidores con suministros en baja tensión y cuya potencia contratada sea inferior a 50 kW¹⁷.

Conforme a los precedentes nacionales y comunitarios citados, dentro del sector de la electricidad se pueden distinguir los siguientes mercados de producto diferenciados a los efectos de la presente operación:

1. **Mercado mayorista de producción de energía eléctrica**, que comprende los intercambios de energía eléctrica que tienen lugar a nivel mayorista, a partir de los cuales se determinan el precio del mercado y el grado de explotación de las diferentes centrales eléctricas.

Tales intercambios incluyen tanto los realizados en el mercado organizado *spot* o *pool* eléctrico como los correspondientes a contratos bilaterales, físicos y financieros, y la contratación a plazo.

El mercado organizado *spot* o *pool* eléctrico es el mercado principal, en el que se realiza la mayor parte de las transacciones y que sirve de referente para la fijación del precio de los contratos bilaterales físicos y de los contratos a plazo. Se trata de un mercado en el que la energía se intercambia entre los agentes del sistema para cada hora del día siguiente al de contratación mediante varias fases sucesivas: mercado diario, resolución de restricciones técnicas, mercados intradiarios y servicios complementarios y gestión de desvíos.

- El mercado diario es la fase principal. En él los agentes realizan ofertas de venta o adquisición para cada hora del día siguiente, a partir de las cuales se obtienen, para cada hora del día de programación, un precio marginal¹⁸ y una cantidad de

¹⁷ Concretamente, a partir del 1 de enero de 2010, sólo podrán acogerse al suministro de último recurso los consumidores que tengan contratados suministros de baja tensión, y a partir del 1 de enero de 2011, sólo los consumidores con potencia contratada inferior a 50 kW.

¹⁸ El precio resulta de la intersección (mediante un algoritmo de casación aplicado por el operador del mercado) de las curvas de oferta y demanda, obtenidas a partir de la ordenación creciente, según precio, de las ofertas de venta y decreciente, según precio, de las ofertas de compra. El precio así obtenido es marginal (el de la última oferta de venta asignada) y único para todas las ofertas de venta y compra asignadas ("casadas").

energía a intercambiar, así como la asignación de la misma entre vendedores y compradores¹⁹.

- Las restricciones técnicas se producen como consecuencia de limitaciones en la red de transporte que hacen técnicamente inviable el programa de funcionamiento de las unidades de producción. Por sus propias características, que lo convierten en un mercado de ámbito zonal, y en línea con los precedentes señalados, la resolución de restricciones técnicas es un mercado de producto diferenciado del mercado mayorista de producción, por lo que posteriormente se tratarán con más detalle.
- Los mercados intradiarios son mercados de ajuste sobre el programa resultante del mercado diario y de la resolución de las restricciones técnicas, estructurados en seis sesiones que se realizan desde que se cierran estas fases hasta cerca del tiempo de programación. Su operativa es similar a la del mercado diario.
- Finalmente, los servicios complementarios y la gestión de desvíos recogen las transacciones de aquellos servicios indispensables para asegurar el suministro de la energía en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. En esta fase, el único demandante es el operador del sistema y los oferentes son las unidades de producción que cumplen con ciertos requisitos técnicos.

Tradicionalmente, se ha considerado que existe un único mercado mayorista (exceptuando las restricciones técnicas), dado que casi toda la energía se intercambiaba en el mercado organizado *spot* o *pool* eléctrico. No obstante, el crecimiento significativo de la contratación bilateral²⁰ y de los mercados a plazo que se ha producido en los últimos años podría justificar una mayor segmentación del mercado²¹. Sin embargo, se considera que puede existir la suficiente sustituibilidad por el lado de la oferta y por el de la demanda como para justificar un único mercado de producto. Así, como señala el informe de la CNE, el mercado *spot* es todavía el principal por número e importancia de las transacciones y constituye el referente principal de los precios de los contratos bilaterales y de los contratos a plazo, lo cual es un reflejo de las posibilidades de arbitraje existentes.

Por otra parte, determinados procesos del mercado organizado *spot* podrían tratarse como mercados de producto independientes del mercado principal (mercado diario), en la medida en que no todos los operadores pueden participar en los mismos. Este sería el caso, además del ya señalado de las restricciones técnicas, de los servicios complementarios y gestión de desvíos. En los servicios que pueden ser prestados en condiciones de mercado (la regulación secundaria, la

¹⁹ Previamente, se integran en el mercado diario las posiciones abiertas con entrega física del mercado a plazo OMIP, el ejercicio de las opciones de compra de las subastas de las Emisiones Primarias de Energía y las comunicaciones de ejecución de los vendedores adjudicatarios en las subastas de distribución.

²⁰ Según la notificante, aproximadamente el 30% de la energía producida en España se vende a través de contratos bilaterales.

²¹ Según la CNE, en los seis primeros meses de 2008, aproximadamente el 40% de la energía eléctrica se negociaba mediante contratos bilaterales y mercados a plazo.

regulación terciaria y la gestión de desvíos), existe un único demandante (REE²²) y sólo determinadas unidades de generación, según su tecnología, pueden participar.

No obstante, estas son cuestiones que deben ser objeto de un análisis en profundidad que excede el ámbito de la primera fase del expediente. Por ello, a los efectos de este informe en primera fase se va a dejar abierta la definición exacta del mercado mayorista de producción de energía eléctrica, por lo que se van a estudiar los efectos de la operación notificada en el mercado mayorista global (a excepción de las restricciones técnicas por su clara configuración como mercado de producto separado) y en los mercados de regulación secundaria y terciaria y gestión de desvíos, dejando abierta la posibilidad de que en la segunda fase se realice una delimitación más exacta de estos mercados.

- 2. Mercado de resolución de restricciones técnicas:** Las restricciones técnicas se producen por limitaciones en la red de transporte que hacen inviable la programación de las unidades de producción resultante del mercado diario. Por esta razón, una vez concluido el mercado diario, el operador del sistema evalúa si el programa resultante respeta los requisitos de seguridad y fiabilidad requeridos. En caso de no ser así, se pone en marcha un procedimiento conjunto del operador del mercado y del operador del sistema por el que se asignan mediante subasta las cantidades de energía necesarias.

Este mercado es eminentemente zonal, ya que cuando se produce una restricción, normalmente sólo las unidades más cercanas al área de la restricción pueden solucionarla, razón por la que los precedentes han considerado este mercado como un mercado de producto separado del mercado mayorista de producción.

- 3. Redes de distribución de electricidad.** La distribución de energía eléctrica comprende todas aquellas actividades que tienen la función de hacer llegar la energía desde la red de transporte a alta tensión hasta los consumidores finales. En la actualidad, los distribuidores son a la vez titulares de las instalaciones de distribución, gestores de la red de baja tensión y suministradores a tarifa de consumidores finales. No obstante, está previsto que el suministro a tarifa de consumidores finales por los distribuidores desaparezca el 1 de enero de 2009 y sea sustituido por el suministro de último recurso, al que se podrán acoger determinados consumidores y que se llevará a cabo por los comercializadores a tarifa²³.

Los precedentes citados han considerado que cada red de distribución conforma un monopolio natural²⁴, y su acceso y precios están regulados. No obstante, es preciso examinar la estructura de este mercado de cara a la competencia potencial en el

²² Red Eléctrica de España, S.A. (REE) es el operador del sistema y gestor de la red de transporte, según la disposición adicional novena de la Ley 54/1997. Por su parte, Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, S.A. (OMEL) asume las funciones de operador del mercado del artículo 33 de la Ley 54/1997.

²³ Disposición adicional 24ª de la Ley 54/1997.

²⁴ El artículo 40.2 de la Ley 54/1997, relativo a la autorización de instalaciones de distribución de energía eléctrica, establece: "*La autorización, que no concederá derechos exclusivos de uso, se otorgará atendiendo tanto al carácter del sistema de red única y monopolio natural, propio de la distribución eléctrica, como al criterio de menor coste posible [...]*" (subrayado añadido).

tendido de nuevas redes y la competencia referencial para la fijación de peajes regulados.

4. **Suministro minorista de electricidad:** El suministro comprende la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles.

El suministro de electricidad en España se puede contratar a tarifa con un distribuidor o a precio libre, por lo que tradicionalmente se diferenciaban dos segmentos relevantes: regulado y liberalizado. Si bien el mercado liberalizado absorbía solamente el 27% de la electricidad suministrada en España en 2007, a partir del 1 de enero de 2009 el mercado regulado va a quedar circunscrito a los pequeños consumidores (tarifa de último recurso), y tal actividad será realizada por los comercializadores a tarifa.

Por estos motivos, y atendiendo a los diferentes perfiles de consumo en cuanto a volúmenes y estacionalidad, así como a los márgenes comerciales y las relaciones con la demanda, etc., los precedentes recientes han optado por diferenciar entre suministro a grandes clientes (alta tensión) y suministro a clientes residenciales y PYMES (baja tensión), división que resulta adecuada a los efectos del análisis de la presente operación.

IV.2 Mercados geográficos

IV.2.a) Sector gas natural

Respecto a la delimitación geográfica de los mercados de producto definidos en el sector del gas natural, procede realizar las siguientes consideraciones:

1. **Exploración y producción de gas:** Los precedentes nacionales y comunitarios citados delimitan un ámbito geográfico relevante que al menos comprende el EEE, Rusia y Argelia. En todo caso, en la medida en que no afecta a las conclusiones, no es necesario cerrar una definición exacta del mercado geográfico, examinándose en todo caso los efectos de la operación en España.
2. **Mercado mayorista o de aprovisionamiento de gas:** Los precedentes citados consideran por norma general que el ámbito geográfico relevante del aprovisionamiento de gas comprende al menos el EEE+Rusia+Argelia. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso GAS NATURAL/ENDESA, el Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) consideró que era necesario tener en cuenta las especificidades del aprovisionamiento de gas en España, dado el trazado de los gasoductos y las diferentes fuerzas con las que en España se han implantado los diversos grupos empresariales.

En este sentido, esta Dirección de Investigación considera que resulta pertinente diferenciar a los efectos de la delimitación del ámbito geográfico relevante entre el mercado mayorista primario (largo plazo) y mercado mayorista secundario (corto plazo).

En el mercado mayorista primario, los oferentes suelen ser los productores de gas y los demandantes en España son los operadores gasísticos como GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA. En estos casos, el abanico de oferentes efectivamente disponibles excede claramente España y probablemente el EEE, especialmente en

GNL, dada la capacidad de entrada existente en España a través de regasificadoras.

No obstante, como señala la CNE, este mercado mayorista primario es relativamente poco flexible en el corto/medio plazo.

Según la CNE, la obtención de nuevos contratos de aprovisionamiento de GNL suele exigir unas negociaciones de unos 2 a 5 años, y requieren inversiones significativas en toda la cadena de aprovisionamiento. Estos plazos y estas inversiones se amplían en el caso de los gasoductos.

Asimismo, según la CNE, los demandantes que ya cuentan con contratos de aprovisionamiento suelen tener: precios indexados (que se renegocian cada 2-4 años), la obligación de adquirir cantidades relativamente estables de gas y poca capacidad para desviar físicamente el gas en el corto plazo (por la poca capacidad excedentaria de los gasoductos y barcos metaneros, las obligaciones de *profit sharing* producto de las desviaciones, las cláusulas de *take or pay*, etc.)

Esto implica que aunque el ámbito geográfico relevante del mercado mayorista primario es claramente superior al nacional, a los efectos del análisis del poder de mercado de la entidad resultante derivado de su integración vertical entre el aprovisionamiento a largo plazo y el suministro a clientes finales, es necesario centrar el estudio en el gas que se destina a España en el marco de contratos a largo plazo, teniendo en cuenta la presión competitiva que pueden ejercer potencialmente los operadores con capacidad para aumentar sus importaciones.

En lo que respecta al mercado mayorista secundario, que funciona como mecanismo de flexibilidad, la mayoría de las transacciones tienen lugar entre operadores españoles o afectan a un gas que desde el inicio estaba destinado al mercado español. Concretamente, es necesario tener en cuenta que en el corto plazo, las vías de aprovisionamiento (gasoductos y buques metaneros) suelen ser poco flexibles a la hora de desviar el gas de su destino original, dado que este puede afectar a la optimización del uso del buque metanero o del gasoducto.

Asimismo, el *trading* de gas en España utiliza una plataforma específica desarrollada por Enagás, MS-ATR, lo que confirma el carácter nacional de este mercado.

Por estos motivos, en el aprovisionamiento de gas a corto plazo, el ámbito geográfico relevante en principio podría ser España, y en él actuarían como oferentes los operadores de gas que han trasladado físicamente el gas a España, con independencia del lugar exacto donde se produzca la entrega del gas (física o financiera).

- 3. Infraestructuras de importación y transporte.** Los precedentes citados consideran que el ámbito geográfico relevante de las infraestructuras de importación y transporte es nacional, sobre la base de que el gestor técnico del sistema, Enagás, las gestiona conjuntamente. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario tener en cuenta que en ocasiones Enagás introduce segmentaciones zonales en la red de transporte, estableciendo obligaciones o restricciones de entrada o salida en la zona. Estas restricciones pueden afectar especialmente al suministro de gas a centrales de ciclo combinado, que pueden ver limitados los puntos de importación a

través de los cuales se les puede suministrar gas. Por ello, a la hora de valorar la estructura competitiva del mercado de suministro de centrales de ciclo combinado, es necesario tener en cuenta las restricciones zonales que pueden existir en la red de infraestructuras de importación y transporte en España.

4. **Redes de distribución de gas.** Los antecedentes citados han considerado que los mercados de redes de distribución son regionales y vienen delimitados por el área que abarcan las autorizaciones administrativas. Este carácter regional viene acentuado por las obligaciones que se derivan del artículo 73.7 de la Ley 34/1998, que establece que *“Las autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones de distribución deberán ser otorgadas preferentemente a la empresa distribuidora de la zona. En caso de no existir distribuidor en la zona, se atenderá a los principios de monopolio natural del transporte y la distribución, red única y de realización al menor coste para el sistema gasista”*. En el presente caso, se examinarán los efectos de la operación a nivel nacional y en las provincias de Madrid, La Coruña, Ciudad Real, Sevilla, Toledo y Guadalajara, en las que opera UNIÓN FENOSA.
5. **Suministro minorista de gas.** Los precedentes han considerado que los mercados de suministro tienen un ámbito geográfico nacional, en la medida en que los distintos oferentes establecen sus estrategias competitivas y ofertan sus servicios a nivel nacional²⁵.

Sin perjuicio de lo anterior, en relación con el suministro de gas a centrales de ciclo combinado, es necesario tener en cuenta, como se ha mencionado anteriormente, que las restricciones en las infraestructuras de importación y transporte pueden afectar a la dinámica competitiva territorial de este mercado.

Adicionalmente, conviene tener presente que en el pasado se ha considerado que la titularidad de las redes de distribución en una zona puede condicionar la dinámica competitiva en los mercados de suministro de dicha zona. No obstante, la introducción de la tarifa de último recurso y la eliminación de las obligaciones de suministro a los distribuidores están reduciendo las interrelaciones territoriales entre los mercados de distribución y suministro de gas.

IV.2.b) Sector eléctrico

1. **Mercado mayorista de producción de energía eléctrica:** Los precedentes nacionales y comunitarios citados delimitan un ámbito geográfico relevante nacional peninsular, debido al escaso nivel de interconexión existente con Francia y con Portugal y a las diferencias entre las regulaciones nacionales.

Respecto a la integración con Portugal, el 10 de abril de 2006 entró en vigor el Convenio Internacional para el desarrollo del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica, en el marco de un proceso de integración de los sistemas eléctricos de España y Portugal, que ha supuesto un acercamiento entre ambas regulaciones. Sin embargo, el mercado ibérico funciona en la actualidad bajo un mecanismo de *market splitting*, que permite la formación de precios diferenciados entre los sistemas español y portugués cuando la interconexión está saturada. En la

²⁵ Conviene tener en cuenta que no existe suministro de gas natural a clientes finales en Canarias, y que en Baleares se suministra gas propanado.

actualidad, la interconexión entre ambos sistemas es todavía limitada, lo que hace que funcionen de manera desacoplada en un buen número de horas al año²⁶, por lo que hasta que no aumenten significativamente las interconexiones, el tratamiento de ambos mercados debe hacerse de forma separada.

Por otra parte, los precedentes citados distinguen en España el mercado peninsular de los mercados insulares, debido a las diferencias de regulación y la ausencia de capacidad de interconexión.

Por lo tanto, el ámbito geográfico relevante de este mercado es el mercado nacional peninsular.

- 2. Mercado de resolución de restricciones técnicas:** Los precedentes citados han definido el ámbito geográfico relevante en función de la zona geográfica afectada por la restricción, local o regional, ya que, normalmente, sólo las centrales más cercanas al punto en el que se produce la restricción pueden solucionarla.

La amplitud y extensión de las zonas geográficas de solución de restricciones técnicas no es invariable, sino que se va modificando a lo largo del tiempo con las mejoras de la red de transporte y la entrada de nueva capacidad de generación. A tenor de los precedentes citados y de otros en el ámbito de las conductas restrictivas de la competencia²⁷, se pueden identificar varias zonas en las que las restricciones se producen de manera más o menos estable. GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA sólo se solapan en el mercado de resolución de restricciones técnicas de la zona Sur (que se corresponde, aproximadamente, con la provincia de Cádiz). Además, UNIÓN FENOSA tiene una cuota superior al [10-20]% en los mercados de restricciones técnicas de las zonas Huelva, Levante, Galicia y Toledo, en ninguno de los cuales opera GAS NATURAL.

Por tanto, esta Dirección considera que el mercado geográfico de resolución de restricciones técnicas afectado por la presente operación es el de la zona Sur, donde están presentes ambas entidades, si bien se tendrá en cuenta también la posición de UNIÓN FENOSA que adquirirá GAS NATURAL en las demás zonas señaladas.

- 3. Redes de distribución de electricidad.** Los antecedentes citados han considerado que los mercados de redes de distribución son locales o regionales, dado que para el consumidor final el suministro a través de una red de distribución no es sustituible por el suministro a través de otra red y que la gestión de la red y las autorizaciones de distribución tienen carácter local o regional. Este carácter local-regional queda confirmado por la Ley 54/1997 y por el Real Decreto 1955/2000, que define Zonas de Distribución en las que cada operador es monopolista en la gestión. Por tanto, en línea con estos precedentes, esta Dirección de Investigación considera adecuado realizar el análisis tanto a nivel nacional como provincial, concretamente en Andalucía (Córdoba), Castilla-La Mancha (las cinco provincias), Castilla y León

²⁶ En 2007, se produjo congestión en el 72,2% de las horas (OMEL. Memoria Anual 2007)

²⁷ Ver Resoluciones del TDC en los expedientes 552/02 Empresas Eléctricas, 601/05 Iberdrola Castellón y 602/05 Viesgo Generación, y del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia en los expedientes 624/07 Iberdrola, 625/07 Gas Natural, y su reciente Resolución de 28/07/08.



(León, Segovia, Soria y Zamora), Extremadura (Badajoz), Galicia (las cuatro provincias) y Madrid, en las que opera UNIÓN FENOSA.

- 4. Suministro minorista de electricidad.** Al igual que en el sector del gas, los precedentes citados han considerado que los mercados de suministro tienen un ámbito geográfico nacional, en la medida en que los distintos oferentes establecen sus estrategias competitivas y ofertan sus servicios a nivel nacional.

Sin perjuicio de lo anterior, conviene tener presente que en el pasado se ha considerado que la titularidad de las redes de distribución en una zona puede condicionar la dinámica competitiva en los mercados de suministro de dicha zona. No obstante, es previsible que la introducción de la tarifa de último recurso y la eliminación de las obligaciones de suministro a los distribuidores tiendan a reducir las interrelaciones territoriales entre los mercados de distribución y suministro de electricidad.

IV.3 Conclusión mercados relevantes

En conclusión, a la vista de todo lo anterior, a los efectos del presente análisis en primera fase, se van a considerar los efectos de la operación notificada en los siguientes mercados relevantes:

- Exploración y producción de gas, a nivel mundial y en España.
- Mercado mayorista primario de gas (largo plazo), en el EEE+Rusia+Argelia y en España.
- Mercado mayorista secundario de gas (corto plazo), en España.
- Infraestructuras de importación y transporte de gas en España.
- Redes de distribución de gas, en España y a nivel provincial (concretamente en Madrid, La Coruña, Ciudad Real, Sevilla, Toledo y Guadalajara).
- Suministro minorista de gas a centrales de ciclo combinado, en España.
- Suministro minorista de gas a grandes clientes (alta presión), en España.
- Suministro minorista de gas a clientes domésticos y PYMES (baja presión), en España.
- Mercado mayorista de producción de energía eléctrica en la España peninsular.
- Mercado de resolución de restricciones técnicas en la zona Sur.
- Redes de distribución de electricidad, en España y a nivel provincial (concretamente en Córdoba, las cinco provincias de Castilla-La Mancha, León Segovia, Soria, Zamora, Badajoz, las cuatro provincias de Galicia y Madrid).
- Suministro minorista de electricidad a grandes clientes (alta tensión), en España.
- Suministro minorista de electricidad a clientes residenciales y PYMES (baja tensión), en España.

V. ANÁLISIS DE LOS MERCADOS

V.1 Estructura de la oferta y la demanda del sector del gas natural

El consumo de gas natural en España alcanzó en 2007 un volumen de 407 TWh (aproximadamente 35,2 bcm), un 4,1 % más que en 2006, y se prevé que crezca a un ritmo parecido en los próximos años, fundamentalmente como consecuencia de la puesta en marcha de nuevas centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, que en 2007 representaron el 35% del consumo de gas en España.

El total de gas consumido en España en 2007 representa el 1,2% del consumo mundial y el 7,3% del consumo de la Unión Europea²⁸. Las fuentes de importación del gas en España se recogen a continuación:

IMPORTACIONES DE ESPAÑA DE GAS NATURAL POR PAISES 2007			
	GWh	bcm	%
GAS NATURAL (GN)	122.057	10,5	29,8%
Argelia GN	95.828	8,2	23,4%
Noruega	26.229	2,3	6,4%
GAS NATURAL LICUADO (GNL)	286.884	24,7	70,2%
Argelia GNL	45.422	3,9	11,1%
Nigeria	97.401	8,4	23,8%
Qatar	52.673	4,5	12,9%
Egipto	45.624	3,9	11,2%
Trinidad y Tobago	25.853	2,2	6,3%
Libia	8.760	0,8	2,1%
Omán	3.847	0,3	0,9%
Resto países	7.304	0,6	1,8%
TOTAL	408.941	35,2	100,0%

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y CORES (Diciembre 2007) y elaboración propia.

A continuación se va a realizar un análisis detallado de la estructura de la oferta y la demanda de cada uno de los mercados relevantes en el sector del gas, todos ellos verticalmente relacionados entre sí.

V.1.a) Exploración y producción de gas

Como se ha indicado anteriormente, la capacidad de producción de gas en España es muy limitada, alcanzando en 2007 236 GWh, muy inferior al 1% de la producción de gas natural en el EEE+Rusia+Argelia.

Asimismo, la producción en España se ha reducido significativamente respecto a 2005 (cuando alcanzó 1.879 GWh), especialmente como consecuencia del cierre del yacimiento de Repsol de Gaviota (costa de Vizcaya), que ha sido transformado en un almacenamiento subterráneo de gas.

En la actualidad, la oferta de producción de gas en España se limita a Gas Natural y Unión Fenosa, como se aprecia en el siguiente cuadro:

²⁸ Fuente: BP Statistical Review of World Energy Junio 2008

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN ESPAÑA						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Repsol	[...]	[80-90]%	[...]	[60-70]%	[...]	[0-10]%
Gas Natural (sin Repsol)	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[60-70]%
Unión Fenosa	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[30-40]%
TOTAL	[...]	100,0%	[...]	100,0%	[...]	100,0%

Fuente: Notificación

V.1.b) Mercados mayoristas de gas (aprovisionamiento de gas)

Como se ha señalado anteriormente, es necesario diferenciar entre el mercado mayorista primario de gas (largo plazo), donde GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA actúan como demandantes, del mercado mayorista secundario de gas (corto plazo), donde ambas entidades operan como oferentes y demandantes de flexibilidad.

En el **mercado mayorista primario de gas**, GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA disponen, según la notificante, de contratos a largo plazo por un volumen de [...] bcm y [...] bcm respectivamente, lo que representa menos del [0-10]% del volumen aprovisionado en el EEE. Asimismo, ambos cuentan con participaciones en las instalaciones de producción y licuefacción de gas en los países de origen del gas²⁹.

Asimismo, REPSOL, que es matriz de GAS NATURAL y está asociado con ella en las actividades de *midstream* de gas, cuenta con contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo por [...] bcm.

Sin embargo, si se compara con el total de volumen de gas aprovisionado en España en 2007, estos contratos a largo plazo de la entidad resultante (incluyendo Repsol) representan el [90-100]% del gas consumido en España. No obstante, según la notificante, del total contratado, GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA sólo importaron en 2007 a España [...] bcm y [...] bcm respectivamente, mientras que Repsol importó [...] bcm, lo que representa el [70-80]% del total de gas importado.

Por otra parte, es necesario destacar que cerca del 100% del gas importado a través de gasoductos en España en 2007 ([...] bcm) corresponde a GAS NATURAL. No obstante, a partir de 2009, esta exclusiva de GAS NATURAL se reducirá con la apertura de Medgaz, que gradualmente pasará a disponer de una capacidad de 8 bcm en 2011.

En lo que respecta al GNL, GAS NATURAL tiene contratados a largo plazo 12 metaneros (a través de Gas Natural LNG, S.L., sociedad que controla conjuntamente junto a Repsol) y UNIÓN FENOSA tiene 2, sobre un total de 250 barcos metaneros en el mundo.

Los datos de importación de gas en España aportados por la CNE, que toman como referencia al operador que introduce el gas en España, se recogen a continuación. En todo caso, conviene tener en cuenta que estos datos no coinciden con los aportados por la notificante en relación con sus propias actividades de importación en España. Asimismo, los datos de la CNE no tienen en cuenta las entregas de gas

²⁹ GAS NATURAL cuenta con inversiones en Argelia, Nigeria y Angola. UNIÓN FENOSA en Egipto y Omán. Por su parte, REPSOL tiene presencia en infraestructuras de Trinidad y Tobago.

que se producen en frontera española, donde GAS NATURAL se ocupa del transporte hasta frontera y el adquiriente de su introducción en el sistema³⁰:

IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN ESPAÑA						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Gas Natural	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%
Unión Fenosa	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
GN+UF	[...]	[60-70]%	[...]	[60-70]%	[...]	63,3%
Iberdrola	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Cepsa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[10-20]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	361.923	100,0%	408.296	100,0%	401.560	100,0%

Fuente: CNE

A la hora de valorar la posición de cada operador en la importación de gas en España, es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- Los anteriores datos sólo recogen el operador que introduce el gas en el sistema español. Sin embargo, algunos operadores se transmiten entre sí el gas antes de introducirlo en España. Un ejemplo son los [...] bcm que GAS NATURAL suministra a IBERDROLA desde 2004 justo antes de llegar a la frontera, lo que representa el [30-40]% del gas que Iberdrola suministra a clientes finales en España.
- Existen vínculos estructurales y contractuales entre los distintos operadores. Entre otros, cabe destacar:
 - o Tras la operación de concentración, GAS NATURAL tendría el control conjunto de UNIÓN FENOSA GAS junto a ENI³¹. Por otra parte, según el “Informe anual sobre consumo de gas natural en el 2007” de la CNE, ENI aprovisiona de forma independiente gas mediante contratos a largo plazo a Iberdrola (1,2 bcm) e Hidrocantábrico (0,5 bcm).
 - o Tras la operación de concentración, GAS NATURAL tendría el control conjunto de la central de ciclo combinado “Nueva Generadora del Sur” junto con CEPSA, y ambas se repartirían al 50% el suministro de gas a dicha central (0,67 bcm/año). También tendría el 50% de la central de ciclo combinado de ACECA, junto con Iberdrola.

³⁰ Así, según datos de GAS NATURAL, en 2007 esta compañía transportó a España [...] GWh de gas, aunque formalmente introdujo en el sistema [...] GWh (se incluye el gas que correspondía a Enagás para el suministro de gas a tarifa, pero que desde el 1 de julio de 2008 ha revertido a GAS NATURAL), mientras que [...] GWh fueron formalmente introducidos por terceros operadores (Iberdrola, Naturgas, GDF-Suez, Shell y Repsol).

³¹ ENI es el principal aprovisionador de gas en Europa. Así, según datos aportados por la notificante, ENI aprovisionó en Europa cerca de 90 bcm en 2007.

- REPSOL (matriz de GAS NATURAL) y BP disponen del control conjunto de la central de ciclo combinado de Bilbao (BBE), y son quienes se encargan de suministrarla de gas.
- GAS NATURAL y [...] tienen firmados diversos contratos, de varios años de duración, por los que se intercambian gas entre [...] (donde GAS NATURAL entrega el gas a [...]), y [...] (donde [...] entrega el gas a GAS NATURAL). Según la notificante, en 2007 GAS NATURAL entregó físicamente a [...] gas por [...] ([...] bcm aprox.), lo que representa cerca del [...]% del total de gas suministrado por [...] a clientes finales en España.
- GAS NATURAL y [...] tienen firmados diversos contratos, de varios años de duración, por los que se intercambian gas mutuamente entre [...]. Según la notificante, en 2007 GAS NATURAL entregó físicamente a [...] gas por [...] GWh ([...] bcm aprox.), lo que representa cerca del [...]% del total de gas suministrado por [...] a clientes finales en España.
- [...]. Asimismo, según la notificante, en 2007 GAS NATURAL entregó a [...] gas por [...] GWh ([...] bcm aprox.), lo que representa cerca del [...]% del total de gas suministrado por GDF-Suez a clientes finales en España. Asimismo, GAS NATURAL suministra gas a centrales de ciclo combinado de [...], por un volumen de [...] GWh en 2007 y una capacidad contratada anual de [...] GWh
- GAS NATURAL suministra gas a las centrales de ciclo combinado de [...], por un volumen en 2007 de [...] GWh, con una capacidad contratada anual de [...] GWh. También suministra gas a centrales de ciclo combinado de [...] por un volumen de [...] GWh en 2007 y una capacidad contratada anual de [...] GWh

Esto implica que tras la operación de concentración, gracias a sus nuevos vínculos con ENI, GAS NATURAL dispondrá de vínculos estructurales o contractuales con casi todos los operadores que importan gas en España, lo que reduce la capacidad e incentivo de estos competidores a actuar de forma independiente a GAS NATURAL en los mercados gasísticos en España.

En lo que respecta al **mercado mayorista secundario de gas** en España, el informe de la CNE señala que el gas intercambiado a través de la plataforma MS-ATR alcanzó en 2007 un volumen de 443.909 GWh, un 8% más que la demanda total de gas en España, a través de 5.429 transacciones.

Según la CNE, las cuotas de mercado en esta plataforma MS-ATR de los distintos operadores en España en 2007 son las siguientes:



MERCADO SECUNDARIO DE GAS EN ESPAÑA 2007 (MS-ATR)				
	Gas intercambiado		Nº Transacciones	
	GWh	%	Nº	%
Unión Fenosa	66.586	15%	814	15%
Gas Natural	57.708	13%	597	11%
GN+UF	124.295	28%	1.412	26%
Endesa	57.708	13%	869	16%
Iberdrola	57.708	13%	760	14%
Cepsa	48.830	11%	869	16%
Natargas	48.830	11%	380	7%
Shell	26.635	6%	434	8%
Otros	79.904	18%	706	13%
Total	443.909	100%	5.429	100%

Fuente: CNE

De esta manera, la entidad resultante se consolidaría como primer operador en este mercado secundario en España. A este respecto, conviene destacar el hecho de que la cuota de GAS NATURAL en este mercado está muy por debajo de su cuota de mercado en el suministro de gas a clientes finales, lo que en principio implica que sus necesidades de flexibilidad son relativamente inferiores a las de sus competidores.

V.1.c) Infraestructuras de importación y transporte

Las infraestructuras de importación y transporte de gas forman parte de la red básica de gas, y el acceso a las mismas, con independencia de su titularidad, está sometido a los principios de no discriminación, transparencia y objetividad, conforme a lo dispuesto en el artículo 70.1 de la Ley 34/1998.

Asimismo, el artículo 64 de la citada Ley 34/1998 establece que el gestor técnico del sistema (Enagás) es responsable de la operación y gestión de la red básica de gas, con independencia de quién sea el titular de la misma.

Por su parte, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, establece unos principios generales de acceso de terceros a la red básica de gas (ATR). Entre estos principios, destacan:

- La asignación de las reservas de capacidad se hace por orden cronológico de solicitud. No obstante, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio puede modificar este criterio de asignación en las conexiones internacionales y en las infraestructuras congestionadas, a fin de obtener una gestión más eficaz de las mismas (artículo 5.6 del Real Decreto 949/2001³²).

³² De hecho, el Ministerio de Industria ha establecido en 2008 mecanismos de subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento e interconexión internacional con Francia (ver Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad y Orden ITC/2607/2008, de 11 de septiembre, por la que se establecen las reglas a aplicar para la asignación de la capacidad de transporte en las conexiones internacionales con Francia).

- El 25% de la capacidad está reservada a contratos a corto plazo (menos de 2 años). De éstos, un mismo operador no puede adjudicarse más del 50% de esta capacidad reservada a contratos a corto plazo.
- En el caso de que en un plazo de 6 meses un operador no utilice al menos el 80% de la capacidad contratada, la capacidad reservada para este operador se reduce en el porcentaje no utilizado.

A la vista de lo anterior, a efectos del análisis de la presente operación, no sólo es necesario examinar la titularidad de las distintas infraestructuras, sino el grado de utilización y la capacidad reservada de las mismas por los distintos operadores.

En lo que respecta a las **conexiones internacionales por gasoducto**, en España existen las siguientes:

- Gasoducto del Magreb (Tarifa), propiedad de GAS NATURAL y Galp, con una capacidad de entrada de 362 GWh/día, de la que 303 GWh/día se destinan a España y el resto va a Portugal³³. La capacidad de este gasoducto es casi totalmente utilizada por GAS NATURAL (y por GALP para el gas que va a Portugal), en la medida en que la parte del gasoducto fuera de España no está sometido a las normas ATR.
- Gasoducto de Badajoz, propiedad de Enagás, con una capacidad de entrada en España que oscila entre los 68 y 105 GWh/día, dependiendo de la capacidad del almacenamiento subterráneo de Carriço (Portugal). De la misma, sólo están contratados [...] GWh/día, [...] por GAS NATURAL.
- Gasoducto de Larrau³⁴, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 87 GWh/día. La capacidad de este gasoducto es utilizada prácticamente sólo por GAS NATURAL ([...] GWh/día), dadas las restricciones que existen para transportar gas desde el resto de Europa.
- Gasoducto de Irún, propiedad de Naturgás, que dada la congestión del lado francés, tiene una capacidad efectiva de entrada de 0 GWh/día en invierno y 10 GWh/día en verano. Este gasoducto se utiliza sobre todo para exportar gas a Francia desde la regasificadora de Bilbao.
- Gasoducto de Tuy, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 12 GWh/día, que sin embargo no es utilizada por nadie.

Asimismo, está previsto que en 2009 entre en funcionamiento el gasoducto de Medgaz (Almería), propiedad de Cepsa (20%), Sonatrach (20%), Endesa (12%), Iberdrola (12%), BP (12%), GDF (12%) y Total (12%), con una capacidad de entrada de 8 bcm anuales. Es previsible que la capacidad sea utilizada por cada uno de los titulares según su porcentaje de participación, en la medida en que la parte del gasoducto fuera de España no está sometido a las normas ATR.

³³ Fuente: Enagás. Informes de 2008 de "Cálculo de rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema". La capacidad de entrada de todas las infraestructuras de importación se ha obtenido a partir de estos informes.

³⁴ Según indica la CNE, parte de la capacidad de entrada y salida de España de este gasoducto entre abril de 2009 y marzo de 2013 se va a subastar.



En lo que respecta a las **plantas de regasificación**, en España existen las siguientes:

- Planta de regasificación de Barcelona, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 385 GWh/día en la actualidad (aunque su capacidad teórica es de 470 GWh/día, que no se alcanza por limitaciones de capacidad de transporte). De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 56% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] ([...] GWh/día) mediante contratos a largo plazo. Según la CNE, UNIÓN FENOSA no disponía de capacidad contratada en esta planta en enero de 2008.
- Planta de regasificación de Cartagena, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 342 GWh/día en la actualidad, que se incrementará a 384 GWh/día a finales de 2008. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 39% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] ([...] GWh/día) mediante contratos a largo plazo. Según la CNE, UNIÓN FENOSA disponía de una capacidad contratada en enero de 2008 de unos [...] GWh/día.
- Planta de regasificación de Sagunto, propiedad de Saggas³⁵, con una capacidad efectiva de entrada de 228 GWh/día en la actualidad, que se incrementará a 284 GWh/día a finales de 2008. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 81% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] mediante contratos a corto plazo. Según la CNE, UNIÓN FENOSA disponía de una capacidad contratada en enero de 2008 de unos [...] GWh/día.
- Planta de regasificación de Bilbao, propiedad de Bahía Bizkaia Gas³⁶, con una capacidad efectiva de entrada de 228 GWh/día. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 63% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] mediante contratos a corto plazo. Según la CNE, UNIÓN FENOSA no disponía de capacidad contratada en esta planta en enero de 2008.
- Planta de regasificación de Mugaridos, propiedad de Reganosa³⁷, con una capacidad efectiva de entrada de 117 GWh/día. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 36% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] mediante contratos a corto plazo. Según la CNE, UNIÓN FENOSA disponía de una capacidad contratada en enero de 2008 de unos [...] GWh/día.
- Planta de regasificación de Huelva, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 384 GWh/día en la actualidad. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 42 % de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] ([...] GWh/día) mediante

³⁵ Cuyos accionistas son UNIÓN FENOSA (42,5%), Iberdrola (30%), Endesa (20%) y Oman Oil (7,5%).

³⁶ Cuyos accionistas son Repsol (25%), Iberdrola (25%), BP (25%) y Gobierno Vasco (25%).

³⁷ Cuyos accionistas son UNIÓN FENOSA (21%), Endesa (21%), Grupo Tojeiro (18%), Junta Galicia (10%), Caixa Galicia (10%), Sonatrach (10%), Banco Pastor (5%) y Caixa Nova (5%).



contratos a largo plazo. Según la CNE, UNIÓN FENOSA disponía de una capacidad contratada en enero de 2008 de unos [...] GWh/día.

Por otra parte, es necesario tener en cuenta que en la mayoría de las infraestructuras de importación, la capacidad de entrada de gas en cada infraestructura está condicionada por el consumo de los ciclos combinados de la zona, dadas las restricciones en la interconexión de la red de transporte dentro de España. Aunque esta Dirección de Investigación no tiene constancia de que esto haya dado lugar a restricciones efectivas a la entrada de algún operador que lo ha solicitado, sí que tiene implicaciones sobre el mercado de suministro de gas a ciclos combinados, que sólo pueden ser abastecidos introduciendo gas en infraestructuras de importación próximas.

En lo que respecta a los **almacenamientos subterráneos**, existen dos almacenamientos, Serrablo (titularidad de Enagás) y Gaviota (titularidad de Repsol), aunque ambos son gestionados de forma conjunta por Enagás. Su capacidad de inyección es de 99,7 GWh/día y la de extracción asciende a 148,2 GWh/día, y su capacidad de almacenamiento útil de gas es de 2,2 bcm.

La capacidad de los mismos se asigna anualmente, parte en función de la cuota de ventas en el año anterior (como gas de reserva estratégica y operativa del sistema), y otra parte mediante subasta. Ésta última sólo ha representado el 5% del gas almacenado para 2009, y según la CNE, se espera que no haya suficiente capacidad para subastar a partir de 2011. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado el [40-50]% de la capacidad, y de cara a 2009 dispondrá del [50-60]%. Por su parte, UNIÓN FENOSA dispondrá en 2009 del [0-10]% de la capacidad almacenada, según datos de la CNE.

La CNE indica que la planificación del sector del gas tiene prevista que entren en funcionamiento los almacenamientos de Marismas (2007), Poseidón (2010) la ampliación de Gaviota (2011), Yecla (2014) y Castor (2014), aunque la CNE espera que los tres primeros entren en funcionamiento con varios años de retraso respecto a la fecha prevista.

En lo que respecta a las **infraestructuras de transporte**, en junio de 2008 existían 13 estaciones de compresión, propiedad de Enagás, y más de 8.500 km de gasoductos, de los que aproximadamente el 90% son propiedad de Enagás (8.364 km), disponiendo GAS NATURAL de 578 km.

V.1.d) Redes de distribución de gas

Como se ha señalado anteriormente, la distribución de gas es una actividad regulada, que desde el 1 de julio de 2008 ha sido separada del suministro regulado de gas a clientes finales.

Las redes de distribución de gas están relativamente concentradas, siendo la cuota de GAS NATURAL especialmente elevada (84%), como muestra el cuadro a continuación, que recoge los costes reconocidos:



DISTRIBUCIÓN DE GAS EN ESPAÑA POR COSTE ACREDITADO						
	2006		2007		2008	
	euros	%	euros	%	euros	%
Gas Natural	1.052.428.631	84,1%	1.060.822.180	84,1%	1.070.219.962	84,7%
Naturgas	124.084.957	9,9%	118.402.891	9,4%	125.378.427	9,9%
Endesa	72.684.047	5,8%	80.807.336	6,4%	66.009.593	5,2%
Unión Fenosa	1.088.098	0,1%	645.420	0,1%	1.038.230	0,1%
Gas Mérida	938.908	0,1%	1.020.940	0,1%	987.279	0,1%
Total	1.251.224.641	100,0%	1.261.698.767	100,0%	1.263.633.491	100,0%

Fuente: Orden ITC 4099/2005, Orden ITC 3993/2006 y Orden ITC 3863/2007.

UNIÓN FENOSA sólo esta presente como distribuidora de gas a través de la sociedad Gas Directo, S.A., participada por Unión Fenosa Gas, S.A. al 60% y por Cepsa al 40%.

Según la notificante, UNIÓN FENOSA sólo está presente como distribuidora de gas en las provincias de Madrid, La Coruña, Ciudad Real, Sevilla, Toledo y Guadalajara. En todas ellas GAS NATURAL es el único distribuidor de gas alternativo.

En total, UNIÓN FENOSA contó en 2007 con [...] clientes de distribución de gas (menos del 1% sobre un total de 6.734.567 clientes), y distribuyó [...] GWh (menos del [0-10]% sobre un total de 407 TWh).

La notificante sólo ha presentado datos desagregados de la presencia de UNIÓN FENOSA en Guadalajara, La Coruña, Madrid y Sevilla, para el año 2006:

DISTRIBUCIÓN GAS POR PROVINCIAS (2006)						
	GAS NATURAL		UNIÓN FENOSA		TOTAL	
	valor	%	valor	%	valor	%
Madrid						
Puntos suministro (nº)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	[...]	100%
Energía distribuida (GWh)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	[...]	100%
La Coruña						
Puntos suministro (nº)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	[...]	100%
Energía distribuida (GWh)	[...]	[70-80]%	[...]	[20-30]%	[...]	100%
Guadalajara						
Puntos suministro (nº)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	[...]	100%
Energía distribuida (GWh)	[...]	[90-100]%	[...]	[40-50]%	[...]	100%
Sevilla						
Puntos suministro (nº)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	[...]	100%
Energía distribuida (GWh)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	[...]	100%

Fuente: Notificación.

V.1.e) Suministro minorista de gas

Como se ha indicado anteriormente, el consumo minorista de gas natural ascendió en 2007 a 407 TWh, de los que el 35% se utilizaron en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado.

Del total del gas suministrado en 2007, el 89% correspondió a las ventas de comercializadoras en el mercado liberalizado. En términos de clientes, esta proporción



es más reducida, dado que en 2007, de un total de 6.734.567 clientes, el 59,9% era suministrado en el mercado regulado.

El suministro total de gas natural por operador aportado por la notificante se recoge a continuación:

SUMINISTRO TOTAL DE GAS EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GAS NATURAL	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
GN + UF	[...]	[60-70]%	[...]	[60-70]%	[...]	60-70]%
Iberdrola	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
TOTAL	380.784	100,0%	391.189	100,0%	407.294	100,0%

Fuente: Notificación

SUMINISTRO TOTAL DE GAS EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Clientes	%	Clientes	%	Clientes	%
GAS NATURAL	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GN + UF	[...]	[80-90]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	6.034.920	100,0%	6.415.807	100,0%	6.734.567	100,0%

Fuente: Notificación

Según datos de la notificante, en el mercado liberalizado de suministro de gas la cuota de la entidad resultante en 2007 asciende a [60-70]% (con una adición de [10-20] puntos) en energía suministrada, y al [60-70]% (con una adición de [0-10] puntos) en clientes.

En el mercado regulado, la cuota resultante en 2007 es del [80-90]% (con una adición del [0-10]%) en términos de energía, y del [90-100]% (con una adición de [0-10] puntos) en clientes.

(i) Suministro de gas a ciclos combinados

Como se ha señalado anteriormente, los ciclos combinados absorben el 35% del gas suministrado en España en 2007. En este mercado, la mayoría de las empresas están verticalmente integradas, y suelen suministrar a sus propios ciclos combinados.

Una excepción es GAS NATURAL³⁸, que suministra en 2008 a centrales propias (con una potencia instalada de 4006 MW) y a centrales de [...] ([...] MW³⁹), [...] ([...] MW⁴⁰) y de [...] (con [...] MW⁴¹). Asimismo, GAS NATURAL suministra indirectamente, [...] (de [...] MW).

Por otra parte, según la notificante, en 2008 suministraron gas a ciclos combinados de terceros GDF-Suez (a AES, en Cartagena, con una capacidad de generación instalada de 1158 MW), Shell (a ECS, en Amorebieta, 786 MW) y Sonatrach (a Hidrocantábrico, en Soto de Ribera, 400 MW).

Por su parte, UNIÓN FENOSA suministró gas en 2008 a sus centrales de ciclo combinado (con una potencia generación instalada de 3.833 MW), al igual que Iberdrola (5.547 MW) y E.On (1.173 MW).

En total, en 2008 la entidad resultante suministra gas a centrales de ciclo combinado que representan [50-60]% de la capacidad de generación de centrales de ciclo combinado en España, siendo la adición de [10-20] puntos.

Si sólo se tiene en cuenta el suministro de gas a centrales de ciclo combinado de terceros, la cuota de GAS NATURAL en 2008 asciende al [60-70]%. Ahora bien, tal y como señala la CNE en su informe, esta cuota permite establecer la capacidad de un suministrador de afectar en el corto plazo los precios mientras que la cuota sin descontar el autoconsumo proporciona un mejor indicador de la capacidad futura de un suministrador, en el medio-largo plazo, de abastecer al mercado.

A continuación se recoge la evolución de la estructura de este mercado en los últimos tres años, en términos de gas suministrado y potencia instalada:

³⁸ GAS NATURAL también suministra gas a una central de [...], con una potencia instalada de [...] MW, que se ampliará en [...] a [...] MW. El suministro se inició en [...] y estará vigente hasta [...], con una cantidad anual contratada de [...] GWh, de los que se consumieron en 2007 [...] GWh.

³⁹ En el marco de un contrato que inició el suministro en [...], y que estará vigente hasta [...]. Según la notificante, el mismo cubre sólo a las [...]. No obstante, GAS NATURAL suministra también a título cautelar a la [...]. El contrato tiene una capacidad anual contratada de [...] GWh, de la que se consumieron en [...] GWh.

⁴⁰ En el marco de un contrato que cubre a la central de [...] en [...], que se inició en [...] y que está vigente hasta [...], con una capacidad anual contratada de [...] GWh, de la que se consumieron en [...] GWh.

⁴¹ En el marco de un contrato que cubre a la central de [...], que se inició en [...] y que está vigente hasta [...], con una capacidad anual contratada de [...] GWh, de la que se consumieron en [...] GWh.

SUMINISTRO DE GAS A CICLOS COMBINADOS EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GAS NATURAL (incluye BBE)	[...]	[40-50]%	[...]	[50-60]%	[...]	[40-50]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[20-30]%
GN + UF	[...]	[60-70]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
Iberdrola	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%	[...]	[10-20]%
Shell	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GDF-Suez	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	101.102	100,0%	132.309	100,0%	142.057	100,0%

SUMINISTRO DE GAS A CICLOS COMBINADOS EN ESPAÑA (Potencia instalada)						
	2005		2006		2007	
	MW	%	MW	%	MW	%
GAS NATURAL (incluye BBE)	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
GN + UF	[...]	[60-70]%	[...]	[50-60]%	[...]	[60-70]%
Iberdrola	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[20-30]%
Shell	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GDF-Suez	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	9.742	100,0%	15.302	100,0%	19.294	100,0%

Fuente: Notificación

A la luz de los anteriores datos, cabe destacar el hecho de que la cuota de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA medida en términos de potencia instalada de la central de ciclo combinado suministrada ([40-50] y [10-20] en 2007, respectivamente) suele infraestimar la cuota de estas empresas en volumen de gas efectivamente suministrado ([40-50] y [20-30] en 2007 respectivamente), lo que es un indicio de que las centrales de ciclo combinado suministradas por la entidad resultante suelen generar electricidad más frecuentemente que el resto.

(ii) Suministro a grandes clientes (alta presión)

Este mercado representó el 50% del consumo de gas en España en 2007, y es el mercado de suministro de gas que cuenta con mayor número de oferentes.

La estructura de la oferta del mismo se recoge a continuación, tanto en términos de energía suministrada como de clientes:

SUMINISTRO DE GAS A GRANDES CLIENTES EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GAS NATURAL	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[40-50]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GN + UF	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Cepsa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[10-20]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	214.492	100,0%	202.972	100,0%	208.691	100,0%

SUMINISTRO DE GAS A GRANDES CLIENTES EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Cientes	%	Cientes	%	Cientes	%
GAS NATURAL	[...]	[60-70]%	[...]	[60-70]%	[...]	[50-60]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GN + UF	[...]	[70-80]%	[...]	[60-70]%	[...]	[60-70]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Cepsa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	5.066	100,0%	5.647	100,0%	5.644	100,0%

Fuente: Notificación

(iii) Suministro a clientes residenciales y PYMES (baja presión)

Este mercado representó el 15% del consumo de gas en España en 2007, y es el mercado de suministro de gas que cuenta con mayor número de demandantes.

La estructura de la oferta del mismo se recoge a continuación, tanto en términos de energía suministrada como de clientes:

SUMINISTRO DE GAS A CLIENTES RESIDENCIALES Y PYMES EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GAS NATURAL	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GN + UF	[...]	[80-90]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Gas Mérida	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	62.369	100,0%	57.496	100,0%	61.321	100,0%

SUMINISTRO DE GAS A CLIENTES RESIDENCIALES Y PYMES EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Cientes	%	Cientes	%	Cientes	%
GAS NATURAL	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GN + UF	[...]	[80-90]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Gas Mérida	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	6.029.854	100,0%	6.410.162	100,0%	6.728.923	100,0%

Fuente: Notificación

V.2 Sector eléctrico

La demanda de electricidad en la España peninsular en el año 2007 ascendió a 260.000 GWh, habiendo crecido a una tasa anual del 3,4% en los últimos tres años. Se espera que esta tendencia alcista continúe en los próximos tres años, creciendo a tasas cercanas al 3% (escenario central) ó 3,5% (escenario superior)⁴².

A continuación se va a realizar un análisis detallado de la estructura de la oferta y la demanda de cada uno de los mercados relevantes en el sector eléctrico, todos ellos verticalmente relacionados entre sí.

V.2.a) Mercado mayorista de producción de energía eléctrica

La oferta en este mercado se compone de: generadores (centrales de producción de energía eléctrica) del régimen ordinario (centrales de más de 50 MW de potencia) y del régimen especial (resto de centrales y renovables) y agentes externos. Por el lado de la demanda, actúan: comercializadores, distribuidores⁴³, consumidores cualificados y agentes externos⁴⁴.

Por el lado de la oferta, según la notificante, las cuotas de mercado en los últimos tres años de los principales operadores en términos de energía eléctrica producida fueron las siguientes:

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh) (1)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[30-40]%	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%
IBERDROLA	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%
GN + UF	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Resto	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
TOTAL	256.848	100,0%	272.610	100,0%	292.916	100,0%

⁴² En concreto, se esperan crecimientos de la demanda del 2,6% en 2009, 3,7% en 2010 y 2,8% en 2011, según el escenario central, y del 3% en 2009, 3,6% en 2010 y 3,5% en 2011, según el escenario superior (ver informe de la CNE).

⁴³ Si bien cesarán en esta actividad a partir del 1 de enero de 2009, cuando se prevé la desaparición del suministro a tarifa.

⁴⁴ Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que los operadores no productores pueden adquirir energía en las subastas de energía primaria o mediante contratación bilateral y a plazo y posteriormente negociarla en mercados posteriores. Asimismo, todos los operadores pueden ajustar sus posiciones, comprando o vendiendo energía, en los procesos de ajuste del sistema.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Ingresos) ⁴⁵ (2)						
	2005		2006		2007	
	M€	%	M€	%	M€	%
ENDESA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[20-30]%
IBERDROLA	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%
GN + UF	[...]	[10-20]%	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Resto	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
TOTAL	13.704	100,0%	13.678	100,0%	11.281	100,0%

Fuente: CNE (1) y Notificación (2)

Debe notarse que las cuotas en términos de energía producida (GWh) aportadas por la CNE (que se indican en el cuadro) y por la notificante no coinciden, si bien las diferencias son inferiores al 1%. Dado que los datos aportados por la notificante no desglosan los correspondientes a E.On Viesgo, en el cuadro se recogen los de la CNE.

Las cuotas de producción de energía eléctrica, como señala el informe de la CNE, miden la participación realmente observada de las empresas en el mercado, pero tienen el inconveniente de extrapolar al futuro las condiciones existentes en el momento observado en lo referente a potencia instalada, condiciones climatológicas, indisponibilidades, etc., así como a los posibles comportamientos estratégicos de los agentes. Por ello, el análisis se completa normalmente con las cuotas de potencia instalada de los operadores, que reflejan sus posiciones estructurales actuales⁴⁶:

POTENCIA INSTALADA (MW)								
	2005		2006		2007		2008	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
ENDESA	14.245	26,4%	14.642	25,6%	14.677	24,9%	15.560	23,6%
IBERDROLA	16.817	31,2%	17.650	30,9%	17.781	30,2%	18.707	28,4%
GN + UF	8.958	16,6%	8.957	15,7%	10.134	17,2%	12.537	19,0%
UNIÓN FENOSA	6.208	11,5%	6.206	10,9%	6.601	11,2%	8.221	12,5%
HIDROCANTÁBRICO	2.404	4,5%	2.406	4,2%	2.413	4,1%	3.810	5,8%
GAS NATURAL	2.750	5,1%	2.751	4,8%	3.533	6,0%	4.316	6,6%
E.ON VIESGO	1.840	3,4%	1.844	3,2%	1.854	3,1%	2.645	4,0%
Resto e importaciones	9.699	18,0%	11.633	20,4%	12.091	20,5%	12.597	19,1%
TOTAL	53.963	100,0%	57.132	100,0%	58.950	100,0%	65.856	100,0%

Fuente: CNE

Debe señalarse que las cuotas aportadas por la notificante no coinciden con las del informe de la CNE, siendo notablemente inferiores las cuotas aportadas por la

⁴⁵ La notificante señala que las cuotas se basan en datos de operación de REE, y no en datos reales.

⁴⁶ Como señala el informe de la CNE, es previsible que las cuotas en términos de potencia se mantengan, al menos, en los próximos 2 años, habida cuenta de los reducidos planes de construcción de nuevas centrales.

notificante en lo que se refiere a GAS NATURAL y a UNIÓN FENOSA. Como señala la CNE, las cuotas aportadas por la notificante pueden sobreestimar las cuotas de determinadas empresas, especialmente las de las titulares de centrales hidráulicas.

Las cuotas de potencia instalada, no obstante, no reflejan completamente el poder de mercado de las empresas eléctricas, dado que suman capacidades de producción de centrales que no son equivalentes. Como señala el informe de la CNE, el poder de mercado está asociado a la capacidad que tenga un agente de retirar producción de forma rentable, lo que, a su vez, depende de la tecnología de producción de sus centrales, tanto en lo que respecta a los costes variables de producción de éstas como a sus características técnicas. Es decir, la capacidad de actuación de un agente no depende solamente de la potencia que tenga instalada, sino también de la composición (el “mix”) de su parque de generación.

Las tecnologías de producción, así, se agrupan en: nuclear, hidráulica fluyente, hidráulica modulable, carbón nacional, carbón importado, gas convencional y fuel-oil, ciclos combinados y centrales del régimen especial (eólica, solar, biomasa, cogeneración, etc.). El parque generador por tecnologías en 2007 en España presenta la siguiente composición⁴⁷:

POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN 2007 (MW)									
	Bombeo	Carbón	CCGT ⁴⁸	Embalse	Fluyente	Fuel-gas	Nuclear	Resto	Total
ENDESA	1.425	5.390	2.365	3.217	711	1.451	3.513	1.450	19.522
IBERDROLA	850	1.196	5.536	7.463	447	3.050	3.226	4.810	26.578
GN + UF	0	1.946	6.669	1.791	0	747	561	796	12.510
UNIÓN FENOSA	0	1.946	3.064	1.791	0	747	561	416	8.525
HIDROCANTÁBRICO	124	1.463	811	114	189	0	156	1.265	4.122
GAS NATURAL	0	0	3.605	0	0	0	0	380	3.985
E.ON VIESGO	361	794	65	208	102	0	0	0	1.530
Resto	0	0	3.964	0	1	17	0	17.033	
TOTAL	2.760	10.789	19.410	12.793	1.450	5.265	7.456	25.354	85.277

Fuente: Notificación

Respecto a las previsiones de nueva capacidad, la notificante indica que se prevé la entrada en funcionamiento de 16.000 MW de ciclos combinados hasta 2011: 800 MW en 2008, de los cuales la mitad corresponderían a GAS NATURAL; 900 MW en 2009, todos de GAS NATURAL; 3.650 MW en 2010; y 10.650 MW en 2011, de los que 800 serían de GAS NATURAL. Asimismo, la notificante indica que se espera que se instalen unos 36.000 MW de potencia del régimen especial en los próximos años.

La diferencia fundamental entre unas tecnologías y otras es su “retirabilidad”, esto es, la capacidad potencial que tiene su propietario de reducir su producción en el mercado de forma rentable, dados los costes variables y la tecnología de la central. Las tecnologías nuclear, fluyente y las renovables, en general, no son retirables, ya que resulta muy caro reducir estratégicamente su producción; por ello, se les denomina

⁴⁷ Téngase en cuenta que, como se ha señalado, las cuotas aportadas por la notificante se refieren a datos de potencia instalada, que pueden sobreestimar las cuotas de determinadas empresas, especialmente las de las titulares de centrales hidráulicas.

⁴⁸ Ciclo combinado de gas natural, en sus siglas en inglés.

tecnologías de base, ya que normalmente siempre están en funcionamiento cuando están disponibles. Las restantes tecnologías (carbón, hidráulica modulable, ciclos combinados y gas convencional y fuel-gas) son, por el contrario, retirables. Adicionalmente, debe considerarse que las centrales de gas convencional y de fuel-gas no han producido casi en ninguna hora en 2007, por lo que, según el informe de la CNE, pueden eliminarse del grupo de centrales retirables a los efectos del análisis de la operación notificada⁴⁹.

Atendiendo a esta clasificación, las cuotas de producción y potencia instalada retirables de los agentes en 2007 y 2008 fueron las siguientes:

PRODUCCIÓN (GWh) Y POTENCIA (MW) DE CENTRALES RETIRABLES EN 2007 Y 2008				
	Generación (GWh)		Potencia (MW)	
	2007	2008 (Q1-Q2)	2007	2008
ENDESA	31,2%	30,3%	25,0%	22,7%
IBERDROLA	19,5%	18,9%	27,2%	26,7%
GN + UF	25,4%	22,9%	23,6%	26,6%
UNIÓN FENOSA	17,0%	15,7%	13,9%	15,9%
HIDROCANTÁBRICO	9,2%	11,7%	7,0%	8,3%
GAS NATURAL	8,4%	7,2%	9,7%	10,7%
E.ON VIESGO	3,1%	3,2%	4,9%	4,5%
Resto	11,6%	13,0%	12,3%	11,2%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

La capacidad de actuación estratégica de cada agente no puede valorarse, sin embargo, solamente con los datos de producción y potencia, sino que se completa poniéndolos en relación a la demanda del sistema. Cuanto mayor sea la demanda, *ceteris paribus*, más probable es que un generador tenga poder de mercado, aunque su tamaño sea pequeño, puesto que más probable es que el sistema dependa de él. Así, un agente es necesario (“pivote”) cuando la demanda total del sistema es superior a la capacidad de producción (potencia) del resto de agentes, es decir, cuando la demanda no puede ser totalmente satisfecha sin la concurrencia de aquél; en tal situación, el operador pivote enfrenta una demanda residual positiva, y puede comportarse de manera independiente de las presiones competitivas, esto es, monopolizar dicha demanda residual positiva.

Los indicadores de pivotalidad pretenden reflejar la capacidad de los agentes del sistema de monopolizar una demanda residual positiva. En general, estos indicadores miden el número de veces en los que un agente es pivote, y la intensidad de esta pivotalidad, a lo largo de un periodo de tiempo (normalmente, un año). Los más utilizados son el PSI⁵⁰ y el RSI⁵¹:

⁴⁹ Como señala la notificante, los costes variables de estas tecnologías son muy superiores a los del resto de centrales del parque generador español.

⁵⁰ *Pivotal Supplier Index*, o índice de pivotalidad.

⁵¹ *Residual Supply Index*, o índice de oferta residual.

- El índice PSI mide si un agente es pivotal en una hora determinada, pero no indica el grado de pivotalidad de ese agente (es un indicador binario: 1 cuando el agente no es pivote, y 0 cuando es pivote).
- El índice RSI mide la intensidad con que un agente es pivotal en una hora determinada. Para un generador i-ésimo, el índice RSI en la hora h se define como la diferencia entre la potencia total disponible del sistema menos la potencia disponible de ese operador en relación a la demanda total del sistema. Esto es:

$$RSI(i, h) = \frac{Potencia\ total\ disponible(h) - Potencia\ disponible(i, h)}{Demanda\ total} \times 100$$

El índice RSI toma un valor igual a cero en una determinada hora cuando toda la capacidad instalada pertenece a un único operador; un valor inferior al 100% cuando el operador i-ésimo es pivotal; y un valor igual o superior al 100% cuando el operador i-ésimo no es pivotal. Teniendo en cuenta que el RSI toma valores diferentes en cada hora, se suelen utilizar medidas para evaluar el grado de pivotalidad de los agentes a lo largo del año. La más conocida, como señala la notificante, es el *test de Sheffrin*, que postula que un operador goza de poder de mercado cuando su índice RSI es igual o inferior al 110% durante más del 5% de las horas del año⁵².

La notificante aporta estimaciones del índice RSI de la nueva compañía, en referencia a la potencia instalada de GAS NATURAL y de UNIÓN FENOSA y a la demanda para el año 2007, con determinados ajustes⁵³, concluyendo que la entidad resultante de la operación de concentración sería pivotal (índice RSI inferior al 110%) durante menos del 1% de las horas del año.

No obstante, según el informe de la CNE, los ajustes de la notificante podrían no reflejar adecuadamente la retirabilidad, por cuanto que las potencias disponibles de los agentes incluyen las centrales de gas convencional y fuel-gas, que, como se ha señalado, no han tenido prácticamente participación en el mercado de producción en 2007. Con este ajuste adicional, el informe de la CNE señala que la entidad resultante de la operación sería pivotal (índice RSI inferior al 110%) en un 5.92% de las horas del año.

Finalmente, debe matizarse que las cuotas de mercado y los indicadores de pivotalidad no reflejan todos los efectos de la operación notificada. Adicionalmente, la nueva entidad tendría vínculos importantes con otros operadores presentes en el mercado:

- La sociedad Nueva Generadora del Sur, S.A., que opera los ciclos combinados Campo de Gibraltar 10 y 20, está actualmente controlada conjuntamente por UNIÓN FENOSA y por CEPSA.

⁵² La razón de que el porcentaje escogido sea el 110%, y no el 100%, es, como señala el informe de la CNE, que normalmente se necesita un margen de cobertura de la demanda.

⁵³ En concreto, según la notificante, la capacidad de un generador debe ajustarse excluyendo la parte de su potencia instalada que no sea retirable, puesto que no permite ejercer poder de mercado. Del mismo modo se ajustarían la potencia total del sistema y la demanda, restando en ambas la producción realizada por las centrales no retirables.

- La sociedad ENEL UNIÓN FENOSA RENOVABLES (EUFER), controlada conjuntamente por UNIÓN FENOSA y por ENEL⁵⁴, es titular del negocio de UNIÓN FENOSA de energías renovables (eólica, solar, cogeneración y residuos).
- UNIÓN FENOSA e IBERDROLA participan al 50% en la central de ciclo combinado de ACECA.
- UNIÓN FENOSA tiene participaciones en las centrales nucleares de Almaraz y Trillo (con ENDESA e IBERDROLA) y en la central térmica de ANLLARES (con IBERDROLA).

Por otra parte, la operación notificada tendría también incidencia en cuanto a la prestación de los servicios complementarios (regulación primaria, secundaria y terciaria) y de la gestión de desvíos. Como señala el informe de la CNE, sólo es posible que la operación pueda tener incidencia en aquellos servicios que se prestan en condiciones de mercado.

Los servicios complementarios se dirigen a mantener una reserva de potencia de seguridad en el sistema para poder responder ante imprevistos en el tiempo real de programación, y se dividen en regulación primaria, secundaria y terciaria:

- La regulación primaria es un servicio obligatorio y no retribuido que deben prestar las unidades de generación automáticamente ante desequilibrios entre generación y consumo en tiempo real.
- La regulación secundaria es un servicio por el que el operador del sistema reserva potencia para poder responder ante desequilibrios entre generación y consumo en tiempo real. Se trata de un servicio prestado en condiciones de mercado, que comprende la asignación de banda de regulación secundaria y la utilización efectiva de dicha banda. La asignación de banda de secundaria se realiza diariamente mediante un proceso de subasta en el que pueden participar las unidades de generación por su potencia no comprometida en el programa viable definitivo (PVD), y cuya retribución es al precio marginal de la subasta (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada). La energía efectivamente utilizada de la banda de secundaria se retribuye al precio marginal de la energía terciaria que se necesite para reponer la banda.
- La regulación terciaria es un servicio para reponer la banda de secundaria utilizada. Se realiza mediante una subasta convocada por el operador del sistema, y se retribuye al precio marginal de la subasta (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada).

Por su parte, la gestión de desvíos trata de solucionar desvíos previstos entre generación y consumo que se producen con posterioridad al cierre del mercado intradiario por indisponibilidades de las unidades de generación o problemas en los intercambios internacionales. La generación necesaria para cubrir tales desvíos se asigna mediante una subasta, y la energía asignada se liquida al precio marginal (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada).

Por tanto, la operación sólo podría tener incidencia en las subastas de asignación de banda de regulación secundaria y de regulación terciaria y de la gestión

⁵⁴ Que, a su vez, controla a ENDESA, conjuntamente con ACCIONA.

de desvíos. La CNE no proporciona en su informe cuotas de potencia para estos servicios, por la complejidad del análisis de la oferta en este tipo de servicios, así como por la influencia de la hidraulicidad en la disponibilidad de las unidades para los mismos. Además, las cuotas por producción indicadas en el informe de la CNE agregan la regulación terciaria y la gestión de desvíos:

REGULACIÓN SECUNDARIA, Terciaria Y GESTIÓN DE DESVÍOS						
	BANDA DE SECUNDARIA			Terciaria + DESVÍOS		
	2005	2006	2007	2005	2006	2007
ENDESA	34,4%	29,9%	29,5%	31,4%	30,6%	29,2%
IBERDROLA	30,9%	31,1%	31,5%	35,1%	35,6%	30,9%
GN + UF	22,8%	23,5%	22,5%	20,6%	18,5%	26,4%
UNIÓN FENOSA	19,3%	19,8%	18,1%	15,8%	13,2%	16,5%
HIDROCANTÁBRICO	8,9%	12,0%	11,8%	3,4%	6,8%	6,2%
GAS NATURAL	3,5%	3,7%	4,4%	4,8%	5,3%	9,9%
E.ON VIESGO	3,0%	3,4%	4,0%	6,8%	4,2%	4,7%
Resto	0,0%	0,0%	0,0%	2,7%	4,3%	2,5%
TOTAL	100,0%	99,9%	99,3%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

V.2.b) Mercados de resolución de restricciones técnicas

Las restricciones técnicas se producen por limitaciones de la red de transporte que hacen técnicamente inviable la programación asignada en los mercados anteriores y en el mercado diario. Dadas las características de las restricciones técnicas, los oferentes en cada mercado zonal de resolución de restricciones son los propietarios de centrales ubicadas en la zona, y el único demandante es el operador del sistema. Las ofertas se asignan según un criterio de menor coste económico, según una subasta que se liquida al precio ofertado por cada unidad asignada. A continuación se analizan los mercados de restricciones técnicas afectados por la operación.

(i) Zona Sur:

Según la notificante, las cuotas de producción en el mercado de resolución de restricciones técnicas de la zona Sur en los últimos tres años de los principales operadores fueron las siguientes:

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA SUR (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[0-10]%	[...]	[20-30]%	[...]	[40-50]%
IBERDROLA	[...]	[20-30]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%
GN + UF	[...]	[30-40]%	[...]	[10-0]%	[...]	[0-10]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[10-20]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON VIESGO	[...]	[40-50]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	436,5	100,0%	1.617,6	100,0%	1.189,4	100,0%

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA SUR (Ingresos)						
	2005		2006		2007	
	M€	%	M€	%	M€	%
ENDESA	0,3	0,8%	22,0	16,8%	27,1	34,2%
IBERDROLA	7,1	16,6%	73,3	56,1%	45,8	57,8%
GN + UF	8,9	20,7%	11,4	8,7%	4,9	6,2%
UNIÓN FENOSA	5,1	11,8%	3,0	2,3%	1,4	1,8%
GAS NATURAL	3,8	8,9%	8,4	6,5%	3,5	4,4%
E.ON VIESGO	26,6	61,9%	24,0	18,3%	1,4	1,8%
TOTAL	42,9	100,0%	130,7	100,0%	79,2	100,0%
POTENCIA INSTALADA EN LA ZONA SUR (Potencia)						
	2005		2006		2007	
	MW	%	MW	%	MW	%
ENDESA	954	26,5%	954	21,6%	954	25,9%
IBERDROLA	755	21,0%	1.577	35,7%	1.577	42,8%
GN + UF	1.154	32,1%	1.154	26,1%	1.154	31,3%
UNIÓN FENOSA	764	21,3%	764	17,3%	764	20,7%
GAS NATURAL	390	10,9%	390	8,8%	390	10,6%
E.ON VIESGO	731	20,3%	731	16,6%	0	0,0%
TOTAL	3.594	100,0%	4.416	100,0%	3.685	100,0%

Fuente: Notificación

Con respecto a la evolución de la zona Sur en los próximos años, la notificante señala que para 2010 está prevista la construcción de una nueva línea de alta tensión (Arcos de la Frontera Sur – La Roda de Andalucía – Cabra, de 400 kV), cuya puesta en funcionamiento debería ampliar la extensión geográfica de la zona Sur. Asimismo, señala que en 2009 se prevé la entrada en funcionamiento de un ciclo combinado de 800 MW de E.ON VIESGO, si bien el informe de la CNE data la entrada en 2010. A continuación puede observarse la evolución prevista de la potencia instalada en la zona Sur para los próximos dos años, de acuerdo con el informe de la CNE⁵⁵:

POTENCIA INSTALADA EN LA ZONA SUR (potencia actual y prevista a 31 de diciembre)						
	2007		2008 (previsión)		2009 (previsión)	
	MW	%	MW	%	MW	%
ENDESA	954	25,7%	402	10,8%	402	9,8%
IBERDROLA	1.585	42,7%	1.585	42,7%	1.585	38,6%
GN + UF	1.170	31,5%	1.170	31,5%	1.571	38,2%
UNIÓN FENOSA ⁵⁶	781	21,0%	781	21,0%	781	19,0%
GAS NATURAL	390	10,5%	390	10,5%	790	19,2%
E.ON VIESGO	0	0,0%	553	14,9%	553	13,4%
TOTAL	3.710	100,0%	3.710	100,0%	4.110	100,0%

Fuente: CNE

⁵⁵ La caída de la potencia instalada de Endesa en 2008 y 2009 se debe a la venta de una de sus centrales de 553MW a E.ON como consecuencia de la operación ENEL/ACCIONA/ENDESA.

⁵⁶ Incluye los datos de NUEVA GENERADORA DEL SUR, que UNIÓN FENOSA controla conjuntamente con CEPSA.

Sin embargo, debe señalarse que la capacidad de actuación estratégica de cada agente no puede valorarse solamente con los datos de producción y potencia, sino que se debe completar poniéndolos en relación con la demanda del sistema. En el caso de las restricciones técnicas, dado que la demanda es completamente inelástica al precio, este análisis es especialmente importante, pues es probable que, incluso en presencia de un número elevado de agentes, todos ellos sean indispensables para satisfacer la demanda, o que el reducido número de centrales o de agentes pueda facilitar la coordinación.

No obstante, estas son cuestiones que deben ser objeto de un análisis en profundidad que excede el ámbito de la primera fase del expediente.

(ii) Otras zonas:

Según la notificante, además de la zona Sur, la cuota de UNIÓN FENOSA es superior al 15% en otras zonas de restricciones técnicas: Huelva, Levante, Galicia y Toledo:

- En la Zona Huelva, sólo están presentes ENDESA (690 MW, de los cuales 299 MW son de fuel-gas y el resto de ciclo combinado) y UNIÓN FENOSA (1.167 MW, todos de ciclos combinados), no previéndose variaciones hasta 2009, según el informe de la CNE. En 2007, según el notificante, UNIÓN FENOSA produjo el 97% de la energía por restricciones técnicas (50% de los ingresos).
- En la Zona Levante Norte, sólo están presentes ciclos combinados de IBERDROLA (1.621 MW) y UNIÓN FENOSA (1.168 MW), no previéndose variaciones hasta 2009, según el informe de la CNE. En 2007, según el notificante, UNIÓN FENOSA produjo el 15% de la energía por restricciones técnicas (14% de los ingresos).
- En la Zona Galicia Norte, están presentes ENDESA (2.177 MW, de los cuales 1.403 son de carbón importado y el resto de ciclo combinado) y UNIÓN FENOSA (1.370 MW, de los cuales 542 MW son de carbón nacional, 446 MW de fuel y 382 MW de ciclo combinado), estando prevista la entrada en funcionamiento de un ciclo combinado de 400 MW de UNIÓN FENOSA en 2008, según el informe de la CNE. En 2007, según el notificante, UNIÓN FENOSA produjo el 73% de la energía por restricciones técnicas (90% de los ingresos).
- En la Zona Toledo (Zona Centro), están presentes IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, a través de la central de ACECA (grupos 1, 2⁵⁷, 3 y 4), con una potencia instalada de 1.052 MW (301 de fuel-gas y el resto de ciclo combinado), según el informe de la CNE.

Sin embargo, debe señalarse que la capacidad de actuación estratégica de cada agente no puede valorarse solamente con los datos de producción y potencia, sino que se debe completar poniéndolos en relación con la demanda del sistema. En el caso de las restricciones técnicas, dado que la demanda es completamente inelástica al precio, este análisis es especialmente importante, pues es probable que, incluso en presencia de un número elevado de agentes, todos ellos sean indispensables para satisfacer la

⁵⁷ El grupo 2 está afectado por una indisponibilidad de larga duración, por lo que no se tendrá en cuenta a efectos del análisis.

demanda, o que el reducido número de centrales o de agentes pueda facilitar la coordinación.

No obstante, estas son cuestiones que deben ser objeto de un análisis en profundidad que excede el ámbito de la primera fase del expediente.

V.2.c) Redes de distribución de electricidad

Como se ha señalado anteriormente, la distribución de electricidad es una actividad regulada, que está previsto que desde el 1 de enero de 2009 sea separada del suministro regulado de electricidad a clientes finales.

Las redes de distribución de electricidad están relativamente concentradas, siendo los principales distribuidores ENDESA, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA. A continuación se muestran los costes reconocidos de la actividad de distribución, los puntos de suministro y la energía vehiculada por grupo empresarial a nivel nacional en los últimos 3 años:

COSTE ACREDITADO EN DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD						
	2005		2006		2007	
	euros	%	euros	%	euros	%
ENDESA	1.178.553	40%	1.208.194	40%	1.429.484	40%
IBERDROLA	1.085.137	37%	1.112.428	37%	1.297.585	36%
UNIÓN FENOSA	497.073	17%	509.574	17%	603.888	17%
HIDROCANTÁBRICO	93.705	3%	96.062	3%	123.142	3%
VIESGO	88.010	3%	90.223	3%	116.750	3%
Otros	233	0%	239	0%	244	0%
Total	2.942.711	100%	3.016.720	100%	3.571.093	100%
PUNTOS DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD						
	2005		2006		2007	
	clientes	%	clientes	%	clientes	%
ENDESA	9.162.484	39%	9.334.681	39%	9.590.434	39%
IBERDROLA	9.760.060	42%	9.856.226	41%	10.144.657	41%
UNIÓN FENOSA	3.392.327	14%	3.457.450	15%	3.556.965	15%
HIDROCANTÁBRICO	574.418	2%	589.223	2%	605.905	2%
VIESGO	543.856	2%	557.429	2%	570.853	2%
Otros	3.743	0%	4.954	0%	5.872	0%
Total	23.436.888	100%	23.799.963	100%	24.474.686	100%
ENERGÍA VEHICULADA POR DISTRIBUIDORES						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	87.051	39%	89.492	39%	92.578	39%
IBERDROLA	88.956	40%	93.336	40%	94.806	40%
UNIÓN FENOSA	32.633	15%	33.690	15%	35.074	15%
HIDROCANTÁBRICO	9.246	4%	9.529	4%	9.737	4%
VIESGO	5.108	2%	5.387	2%	5.450	2%
Otros	12	0%	16	0%	20	0%
Total	223.006	100%	231.450	100%	237.665	100%

Fuente: Notificación.



Según la notificante, GAS NATURAL sólo está presente como distribuidora de electricidad a través de dos pequeñas distribuidoras de la provincia de Salamanca, Distribuidora Eléctrica de Navasfrías, S.L. y Electra de Abusejo, S.L., que también tiene actividad en la provincia de Barcelona⁵⁸, con una cuota inferior en todo caso al 1% tanto nacional como provincial.

Por su parte, UNIÓN FENOSA está presente como distribuidora de electricidad en Andalucía (Córdoba), Castilla-La Mancha (las cinco provincias), Castilla y León (León, Segovia, Soria y Zamora), Extremadura (Badajoz), Galicia (las cuatro provincias) y Madrid, si bien su presencia en Córdoba, Badajoz, Soria y Zamora es muy reducida.

Para estas provincias, las cuotas de mercado en términos de puntos de suministro de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA son las siguientes, para el año 2006:

PUNTOS DE SUMINISTRO POR PROVINCIAS (2006)			
	UNIÓN FENOSA	GAS NATURAL	GN + UF
Castilla La Mancha	46,2%	0,0%	46,2%
Albacete	0,9%	0,0%	0,9%
Ciudad Real	99,2%	0,0%	99,2%
Cuenca	25,7%	0,0%	25,7%
Guadalajara	50,5%	0,0%	50,5%
Toledo	39,0%	0,0%	39,0%
Castilla y León	17,0%	0,0%	17,0%
León	47,0%	0,0%	47,0%
Salamanca	0,0%	<1%	<1%
Segovia	99,8%	0,0%	99,8%
Soria	5,2%	0,0%	5,2%
Zamora	11,8%	0,0%	11,8%
Galicia	94,6%	0,0%	94,6%
La Coruña	99,9%	0,0%	99,9%
Lugo	64,1%	0,0%	64,1%
Orense	100,0%	0,0%	100,0%
Pontevedra	100,0%	0,0%	100,0%
Madrid	36,7%	0,0%	36,7%
TOTAL NACIONAL	13,3%	0,0%	13,3%

Fuente: CNE

V.2.d) Suministro minorista de electricidad

El consumo minorista de electricidad en la España peninsular⁵⁹ ascendió en 2007 a 237.665 GWh, de los que el 27% se vendió en el mercado libre y el 73% en el mercado regulado. En términos de clientes, el 7% correspondió al mercado libre y el 93% al mercado regulado.

⁵⁸ Según la notificante, Electra de Abusejo, S.L. se adjudicó el concurso para la implantación de la red de distribución eléctrica en la ampliación del Puerto de Barcelona y para la zona de actividades Logísticas II, ambas en el término municipal de El Prat de Llobregat

⁵⁹ Los datos aportados por la notificante sólo incluyen suministro en la España peninsular, a pesar de que considera que el mercado es nacional. Por ello, a efectos de la segunda fase se debería completar estos datos, incluyendo los de los sistemas extrapeninsulares e insulares.



El suministro total de electricidad por operador en los últimos tres años aportado por la notificante se recoge a continuación:

SUMINISTRO TOTAL DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[40-50]%
IBERDROLA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
GN + UF	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	223.008	100,0%	231.464	100,0%	237.665	100,0%
SUMINISTRO TOTAL DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Clientes	%	Clientes	%	Clientes	%
ENDESA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
IBERDROLA	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
GN + UF	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	23.436.888	100,0%	23.799.965	100,0%	24.474.686	100,0%

Fuente: Notificación

Según datos de la notificante, en el mercado liberalizado de suministro de electricidad la cuota de la entidad resultante en 2007 asciende a [10-20]% (con una adición de [10-20] puntos) en energía suministrada, y al [10-20]% (con una adición de [0-10] puntos) en clientes.

En el mercado regulado, la cuota resultante en 2007 es del [10-20]% (con una adición del [10-20]%, ya que la actividad de GAS NATURAL a tarifa es residual) en términos de energía, y del [10-20]% (con una adición de [10-20]%, ya que la actividad de GAS NATURAL a tarifa es residual) en clientes.

(i) Suministro de electricidad a grandes clientes (alta tensión):

El suministro de electricidad en alta tensión supone el 53% del total de energía suministrada (125.204 GWh en alta tensión), pero menos del 1% en términos de clientes en 2007 (93.447 clientes en alta tensión).



A continuación se recoge la evolución de la estructura de este mercado en los últimos tres años, en términos de electricidad suministrada y número de clientes:

SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN ALTA TENSIÓN EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
IBERDROLA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
GN + UF	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%
E.ON VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	117.063	100,0%	126.672	100,0%	121.792	100,0%
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN ALTA TENSIÓN EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Clientes	%	Clientes	%	Clientes	%
ENDESA	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%
IBERDROLA	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%
GN + UF	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	88.969	100,0%	96.958	100,0%	90.335	100,0%

Fuente: Notificación

(ii) Suministro de electricidad a clientes domésticos y PYMES (baja tensión):

Este mercado representó el 50% del consumo de gas en España en 2007 y más del 99% del suministro en términos de clientes, y es el mercado de suministro de gas que cuenta con mayor número de oferentes.

La estructura de la oferta del mismo se recoge a continuación, tanto en términos de energía suministrada como de clientes:

SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN BAJA TENSIÓN EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
IBERDROLA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
GN + UF	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	105.937	100,0%	104.778	100,0%	115.871	100,0%
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN BAJA TENSIÓN EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Clientes	%	Clientes	%	Clientes	%
ENDESA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
IBERDROLA	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
GN + UF	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	23.348.816	100,0%	23.703.005	100,0%	24.384.349	100,0%

Fuente: Notificación

V.3 Barreras a la entrada

Los antecedentes nacionales y comunitarios coinciden en considerar que los sectores del gas y electricidad tienen barreras a la entrada significativas. Muchas de estas barreras derivan del grado de integración vertical que disponen los principales operadores de estos sectores en España.

V.3.1 Sector del gas

En el sector del gas, la CNE ha señalado en su informe que las barreras a la entrada más significativas son: la falta de flexibilidad del sistema de aprovisionamiento (dependencia del GNL, que se aprovisiona en dientes de sierra, y ausencia de suficiente capacidad de almacenamiento), las restricciones en la red de transporte de gas en España (especialmente en Levante y Galicia), la falta de fuentes de aprovisionamiento de gas alternativas, la escala mínima eficiente en el suministro de gas (especialmente a grandes clientes y a clientes residenciales y PYMES) y las derivadas de la integración vertical entre aprovisionamiento, distribución y suministro de gas.

Por su parte, la notificante alega que en la actualidad las barreras a la entrada en el sector del gas son más reducidas que en 2005, cuando se analizó la operación de concentración GAS NATURAL / ENDESA, gracias al mayor desarrollo de los aprovisionamientos de GNL y de los mercados secundarios, la capacidad de entrada

excedentaria existente en el sistema, las reformas normativas que han eliminado la tarifa regulada para grandes clientes y han circunscrito la actividad de los distribuidores a la pura distribución de gas.

En relación con las barreras a la entrada detectadas en el sector del gas, esta Dirección de Investigación estima que hay que centrar el análisis en:

- *La disponibilidad y flexibilidad de las fuentes de aprovisionamiento de gas.*

A este respecto, es innegable que el desarrollo del GNL y la elevada capacidad excedentaria de regasificación en España ha supuesto una reducción de las barreras a la entrada en el sector del gas en España. Asimismo, el desarrollo del gasoducto Medgaz, si bien no estará plenamente operativo hasta 2011, supondrá una fuente de aprovisionamiento alternativa importante en España.

No obstante, la falta de capacidad de almacenamiento en España, los costes en tiempo y dinero para obtener o ampliar contratos de aprovisionamiento de GNL, la escasez relativa de barcos metaneros y el hecho de que el mercado spot se utilice fundamentalmente por motivos de flexibilidad, indican que persisten barreras significativas en la actividad de aprovisionamiento, que es necesario analizar en mayor profundidad.

- *La integración vertical y la escala mínima eficiente en suministro de gas.*

Como indica la CNE, las novedades normativas están ayudando a reducir las barreras a la entrada derivadas de la integración vertical, especialmente entre distribución y suministro, una vez que las distribuidoras de gas han perdido la función de suministradores a tarifa regulada, y gracias a la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, que va a buscar reducir los costes de cambio y captación de clientes por parte de las comercializadoras.

En todo caso, no se puede olvidar que el grado de fidelización de los consumidores⁶⁰ (especialmente los pequeños) con su suministrador histórico (que coincide con su distribuidor) es elevado, y la Oficina de Cambios de Suministrador todavía no está operativa, por lo que sus potenciales efectos procompetitivos todavía no se han puesto en marcha.

Adicionalmente, la disposición de una escala mínima eficiente sigue siendo muy significativa de cara a operar en los mercados de suministro de gas a grandes y pequeños clientes. En este sentido, en estos mercados sólo se puede operar de forma significativa y estable en el tiempo si se dispone de contratos de aprovisionamiento a largo plazo, que requieren volúmenes mínimos muy significativos, en la medida que los mercados secundarios sirven fundamentalmente para otorgar flexibilidad en los volúmenes de gas aprovisionados a un determinado destino.

En cambio, la escala mínima eficiente no es tan relevante de cara al suministro de gas a centrales de ciclo combinado, en la medida en que todos los operadores de

⁶⁰ Según datos de la CNE en el Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural (II trimestre 2008), en el primer trimestre de 2008, el 80,2% de los clientes del mercado liberalizado habían sido captados por comercializadores del mismo grupo que les proporciona los servicios de distribución (incumbente histórico). En el caso de GAS NATURAL, esta cifra se sitúa en el 78% de los clientes.

ciclos combinados están tendiendo al autosuministro, o disponen de varias alternativas de suministro efectivas, gracias a los elevados volúmenes de gas que demandan.

A la vista de lo anterior, la integración vertical y la disponibilidad de una escala mínima eficiente siguen siendo barreras a la entrada significativas en los mercados de suministro de gas a grandes y pequeños clientes, que es necesario analizar en mayor profundidad.

V.3.2 Sector eléctrico

En el sector de la electricidad, la CNE ha señalado en su informe que las barreras a la entrada más significativas son: la existencia de retrasos administrativos para la instalación de nueva capacidad, la escasa capacidad de interconexión con otros sistemas, la existencia de activos estratégicos para la generación (acceso a emplazamientos, a recursos hídricos y a combustibles, restricciones de transporte y derechos contractuales heredados), el excesivo grado de concentración empresarial y las derivadas de la integración vertical entre generación, distribución y suministro de electricidad.

Por su parte, la notificante alega que en la actualidad las barreras a la entrada en el sector de la electricidad son más reducidas que en 2005, cuando se analizó la operación de concentración GAS NATURAL / ENDESA, si bien siguen existiendo barreras significativas. Entre los factores que, en su opinión, han contribuido a una reducción de las barreras, están: la mejora prevista de la interconexión con Francia y Portugal, la mejora de la gestión de las interconexiones, el desarrollo de los mercados a plazo (OMIP y OTC) y de las emisiones primarias de energía, que han reducido el riesgo para los nuevos entrantes y han mitigado las ventajas de la integración vertical, la desaparición de los costes de transición a la competencia y la desaparición de la tarifa regulada. Asimismo, la notificante destaca los efectos procompetitivos del reconocimiento *ex ante* del déficit de tarifa, la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador y las modificaciones normativas a favor de la separación de actividades reguladas y no reguladas. No obstante, la notificante reconoce que existen todavía poderosas barreras a la entrada en el sector eléctrico.

En relación con las barreras a la entrada detectadas en el sector de la electricidad, esta Dirección de Investigación estima que hay que centrar el análisis en:

- *Aislamiento exterior.*

Como indica la CNE, la escasa capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con otros sistemas eléctricos limita fuertemente la participación de nuevos operadores por la vía de los intercambios eléctricos. Pese a las mejoras previstas de la interconexión con Francia y Portugal, no se espera que éstas cambien de manera significativa la estructura competitiva del mercado mayorista.

- *Activos estratégicos.*

La existencia de activos estratégicos impide que los nuevos entrantes puedan competir en las mismas condiciones que los operadores incumbentes, como señalaba el TDC con ocasión del informe C94/05 GAS NATURAL/ENDESA. Entre los principales activos estratégicos, destacan los emplazamientos de las centrales, el acceso a recursos hidroeléctricos, el acceso a combustibles, las restricciones de transporte y los derechos contractuales heredados.

La CNE indica que las subastas virtuales de capacidad de energía eléctrica, iniciadas en el año 2007, mitigan el poder de mercado de los operadores dominantes. Sin embargo, el efecto mitigador que pueden tener estas subastas sobre la barrera a nuevos entrantes que supone el acceso a activos estratégicos es reducido, habida cuenta de que la subasta de capacidad no está asociada a activos concretos, sino a la cartera de generación de los operadores dominantes, y que las subastas son temporales, lo que reduce su efectividad para planes de entrada en el largo plazo.

- *Costes de instalación y diversificación del parque de generación.*

Como señala la notificante, los costes de instalación de nueva capacidad conllevan una proporción particularmente elevada de costes fijos, en buena medida hundidos, que constituyen una barrera de entrada al mercado. Sin embargo, matiza que las subastas de energía paliar este problema.

Como ya se ha señalado, las subastas de energía primaria pueden hacer menos costosa la entrada en el mercado, pero su efecto es necesariamente limitado por su carácter temporal y por su escasa entidad en comparación con la producción en el sistema eléctrico español.

Por otra parte, gran parte de la barrera de entrada asociada a la instalación de nueva capacidad de generación viene condicionada por el hecho de que resulte más arriesgada para un nuevo entrante que para los operadores incumbentes, en la medida en que éstos cuentan con un parque generador más diversificado que les permite diluir el riesgo del alza del precio del combustible o las restricciones de acceso al mismo de la nueva planta.

- *Sistema de funcionamiento del mercado mayorista.*

En su Informe C94/05 GAS NATURAL/ENDESA, el TDC señalaba que el carácter marginalista del mercado de generación, el elevado grado de concentración de la oferta, el alto porcentaje de la energía intercambiada entre agentes del mismo grupo y el corto plazo en el que se negocian los intercambios constituía una barrera de entrada importante a los nuevos operadores.

Esta barrera se ha visto suavizada por el desarrollo de los mercados a plazo (OMIP y OTC) y de la contratación bilateral. No obstante, persiste un alto grado de concentración empresarial tanto por el lado de la oferta como de la demanda que permite a los operadores instalados desarrollar estrategias de control de precios que pueden perjudicar a los nuevos entrantes.

- *Integración vertical.*

La integración vertical de los principales operadores entre generación y comercialización constituye una barrera importante para los nuevos operadores, en la medida en que aquéllos se pueden ver relativamente indiferentes a obtener sus márgenes comerciales por el lado de la oferta o por el de la demanda, mientras que los nuevos entrantes sin integración vertical se ven enteramente expuestos al riesgo de fluctuaciones de precios.

Se estima que el desarrollo de la contratación a plazo puede actuar como cobertura del riesgo de tales fluctuaciones, pero, en todo caso, implica que el nuevo entrante tiene que contratar una cobertura de la que el operador ya instalado dispone de manera natural.

Respecto a las barreras asociadas a la integración vertical entre distribución y comercialización, se estima que se reducirán sensiblemente por la desaparición del suministro a tarifa desempeñado por las distribuidoras a partir del 1 de enero de 2009 y por la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, que va a buscar reducir los costes de cambio y captación de clientes por parte de las comercializadoras.

En todo caso, no se puede olvidar que el grado de fidelización de los consumidores (especialmente los pequeños) con su suministrador histórico (que coincide con su distribuidor) es elevado, y la Oficina de Cambios de Suministrador todavía no está operativa, por lo que, al igual que en el sector del gas natural, la oficina no desplegará sus potenciales efectos procompetitivos hasta su efectiva puesta en funcionamiento.

VI. EFICIENCIAS

La notificante alega que la operación de concentración notificada da lugar a diversas eficiencias por el lado de los costes y de la demanda.

Así, según la notificante, por el lado de los costes se ahorrarían en un periodo de dos años costes corporativos ([...] millones de euros anuales), operativos (marketing, plataformas informáticas, etc.; por un valor de [...] millones anuales) y costes de aprovisionamiento de gas (no cuantificados), como consecuencia del mayor poder negociador frente a productores de gas.

Por el lado de la demanda, la notificante estima que la entidad resultante podrá competir de forma más efectiva con Endesa e Iberdrola en el sector eléctrico, y podrá hacer ofertas duales de gas y electricidad más ajustadas a las necesidades de los clientes. En ninguno de estos casos se cuantifica el efecto de estas eficiencias.

Por su parte, la CNE ha realizado observaciones en relación con estas eficiencias, descartando que el mayor poder de la demanda de la entidad resultante en el aprovisionamiento de gas vaya a ser significativo (dado su pequeño tamaño relativo dentro de la Cuenca Atlántica, del [0-10]%), y señalando que no hay ninguna garantía que éstas vayan a trasladarse a los consumidores, pues las eficiencias se refieren a costes fijos y pueden no existir presiones competitivas suficientes sobre la entidad resultante en algunos mercados de la cadena de gas. Además, con carácter general, la

CNE señala en su informe que las eficiencias y ahorros de costes que la notificante prevé obtener de la operación no parecen de fácil traslado a los consumidores finales dados los marcos regulatorios y de competencia actuales.

VII. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN

La operación de concentración notificada consiste en la adquisición por GAS NATURAL del control exclusivo de UNIÓN FENOSA.

Los mercados relevantes de dicha operación se sitúan en el sector del gas y de la electricidad, y abarcan toda la cadena de valor de ambos sectores.

VII.1 Posición en los mercados

Como consecuencia de la operación notificada, la entidad resultante refuerza su posición como primer operador del **sector del gas** en España y se elimina a uno de sus principales competidores.

GAS NATURAL es un operador verticalmente integrado con presencia en España en los mercados de producción y extracción, mayoristas y de suministro de gas, en todos los cuales coincide con UNIÓN FENOSA, que está presente en los mismos a través de UNIÓN FENOSA GAS, una empresa en participación con ENI.

En el mercado de producción de gas en España sólo operan GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA, por lo que la entidad resultante pasa a disponer del 100% de este mercado en España. No obstante, en el ámbito geográfico relevante, a nivel mundial, la cuota de la entidad resultante es muy inferior al [0-10]%, representando además tan solo el [0-10]% del gas consumido en España.

Por otra parte, GAS NATURAL dispone de contratos de aprovisionamiento de gas por [...] bcm (incluyendo los aprovisionamientos de su matriz REPSOL), de los que en 2007 se destinaron a España [...] bcm. Por su parte, UNIÓN FENOSA dispone de contratos de aprovisionamiento por [...] bcm, de los que en 2007 se destinaron a España [...] bcm. En total, la entidad resultante dispondría de contratos de aprovisionamiento de gas que representan el [90-100]% del consumo de gas en España en 2007 (con una adición de [10-20] puntos), de los que se habrían destinado efectivamente a España un volumen que representa al menos el [70-80]% del consumo en España en 2007 (con una adición de [10-20] puntos).

En lo que respecta al mercado mayorista secundario de gas en España, la entidad resultante tiene una cuota del 28% en volumen y del 26% en transacciones, siendo la adición de UNIÓN FENOSA de 15 puntos en ambos casos. De esta manera, la entidad resultante se consolida como primer oferente de flexibilidad en España.

En cuanto a las infraestructuras de importación y transporte, la entidad resultante tiene una presencia como titular reducida. No obstante, conviene destacar que como consecuencia de los contratos históricos, GAS NATURAL dispone en la actualidad de casi toda la capacidad efectiva para importar en España gas a través de los gasoductos internacionales.

En distribución de gas, la entidad resultante pasaría a disponer del 100% del suministro de gas en las provincias donde opera UNIÓN FENOSA, Madrid, La Coruña,



Ciudad Real, Sevilla, Toledo y Guadalajara. Si bien la adición en todas ellas es inferior al [0-10]% en términos de puntos de suministro, en términos de energía distribuida se producen adiciones de hasta un [40-50]%.

En los mercados de suministro minorista de gas, la entidad resultante alcanza una cuota del [60-70]% del gas total suministrado, con una adición de [10-20] puntos. En el mercado de suministro a grandes clientes, la entidad resultante cuenta con una cuota de [50-60]% del gas total suministrado, siendo la adición de [10-20] puntos. En el mercado de suministro a pequeños clientes, la cuota resultante es del [70-80]% del gas total suministrado, con una adición de [0-10] puntos.

En lo que respecta al mercado de suministro de gas a centrales de ciclo combinado, la entidad resultante pasa a suministrar el [70-80]% del gas, siendo la adición de [20-30] puntos. No obstante, UNIÓN FENOSA sólo suministra gas a sus propios ciclos combinados. Por ello, si se ciñe el análisis al suministro de gas a terceros ciclos combinados, la cuota de GAS NATURAL es del [60-70]% del gas total suministrado, sin que exista adición de cuota. Ahora bien, tal y como señala la CNE en su informe, esta cuota permite establecer la capacidad de un suministrador de afectar en el corto plazo los precios mientras que la cuota sin descontar el autoconsumo proporciona un mejor indicador de la capacidad futura de un suministrador, en el medio-largo plazo, de abastecer al mercado.

En el **sector de la electricidad**, la entidad resultante reforzará su posición como tercer operador del mercado, por detrás de ENDESA e IBERDROLA, y se elimina a uno de los competidores más dinámicos.

UNIÓN FENOSA es un operador verticalmente integrado con presencia en la generación, la distribución y el suministro minorista de energía eléctrica en España. Por su parte, GAS NATURAL es el quinto operador en términos de generación y el sexto en suministro minorista.

En el mercado mayorista de producción de energía eléctrica, la entidad resultante de la operación adquiriría una cuota del [10-20]% (adición del [10-20]%) en términos de energía generada, del [20-30]% (adición del [10-20]%) en términos de ingresos y del [10-20]% (adición del [10-20]%) en términos de potencia instalada, por detrás de Endesa ([20-30]% en energía y [20-30]% en ingresos) e Iberdrola ([20-30]% en energía y [20-30]% en ingresos).

En el mercado de resolución de restricciones técnicas en la zona Sur, la entidad resultante de la operación dispondría del 31% (adición del 21%) de la potencia instalada. Asimismo, su posición sería importante en los mercados de resolución de restricciones de las zonas Huelva, Levante, Galicia y Toledo, donde no habría solapamiento, sino sólo la adición de cuota de UNIÓN FENOSA.

En el mercado de redes de distribución de electricidad, el solapamiento es insignificante (la cuota de GAS NATURAL es inferior al [0-10]%) a nivel nacional y nulo a nivel provincial. La nueva entidad sumaría a la presencia de GAS NATURAL en Salamanca la cuota de UNIÓN FENOSA, tercer operador a nivel nacional (cuota del [10-20]% en ingresos y [10-20]% tanto por puntos de suministro como por energía vehiculada) y con presencia muy significativa en Galicia ([90-100]% de los puntos de suministro), Castilla La Mancha ([40-50]%) y Madrid ([30-40]%) y en determinadas

provincias de Castilla y León ([90-100]% en Segovia, [40-50]% en León, [10-20]% en Zamora y [0-10]% en Soria). La nueva entidad también asumirá las cuotas marginales de UNIÓN FENOSA en Andalucía (Córdoba) y Extremadura (Badajoz).

En suministro minorista de electricidad, la nueva entidad tendría una cuota del [10-20]% (adición del [10-20]%) en energía y del [10-20]% (adición del [10-20]%) en clientes, consolidándose como tercer operador. En el suministro a grandes clientes, la cuota de la nueva entidad sería del [10-20]% (adición del [10-20]%) en energía y del [10-20]% (adición del [10-20]%) en clientes. En el suministro minorista a clientes domésticos y PYMES, la nueva entidad tendría una cuota del [10-20]% en energía (adición del [10-20]%) y del [10-20]% en clientes (adición del [10-20]%).

VII.2 Efectos horizontales

En el **sector del gas**, como resultado de la operación de concentración notificada, desaparece UNIÓN FENOSA, uno de los principales competidores alternativos de GAS NATURAL, el principal operador en España de los mercados mayoristas y de suministro minorista de gas, con un gran potencial de crecimiento futuro dada su capilaridad comercial para llegar al cliente final y su especial posición de integración vertical en la cadena de suministro de GNL, como señala la CNE en su informe.

Asimismo, se produce la creación de un vínculo estructural entre GAS NATURAL y ENI, a través de la empresa en participación UNIÓN FENOSA GAS que agrupa todo el negocio gasista de UNIÓN FENOSA, siendo ENI uno de los principales operadores gasísticos de Europa. También se crea un vínculo estructural con uno de los principales proveedores de gas en España independientes de GAS NATURAL, CEPSA, a través del control conjunto del ciclo combinado de NUEVA GENERADORA DEL SUR, y refuerza sus vínculos con Iberdrola, a través del ciclo combinado de ACECA.

Lo anterior puede reforzar el poder de mercado de GAS NATURAL y su capacidad para actuar de forma unilateral en los distintos mercados relevantes del sector del gas, integrados verticalmente entre sí, lo que podría llevar a una reducción de la competencia efectiva en los mismos y, en particular, en los mercados de suministro minorista de gas a grandes y pequeños consumidores.

La entidad resultante vería reforzada su posición como primer proveedor de gas de España, y, además, tendría potencialmente la capacidad de aprovisionar cerca del [90-100]% del gas consumido en España. Asimismo, desaparecería UNIÓN FENOSA como competidor independiente, siendo uno de los pocos operadores del sector del gas en España que no tenía vínculos estructurales o comerciales con GAS NATURAL en el aprovisionamiento de gas, y que disponía de activos en plantas de producción o licuefacción en países productores.

Asimismo, los distintos operadores de gas en España podrían tener dificultades para ejercer una presión competitiva significativa sobre la entidad resultante, dados los vínculos estructurales o comerciales de casi todos ellos con la entidad resultante. Todo ello en el contexto de un sector del gas en el que todavía subsisten importantes barreras a la entrada.

Esta falta de independencia de terceros operadores podría verse reforzada por una menor flexibilidad del sistema de aprovisionamiento de gas en España, algo que



como indica la CNE, es muy importante para poder operar en los mercados de suministro minorista de gas.

En particular, con la desaparición de UNIÓN FENOSA, hasta ahora uno de los operadores más activos en el mercado mayorista secundario en España, se podría ver debilitada la oferta de flexibilidad en dicho mercado, ya que como señala la CNE, la entidad resultante ya no tendría tantos incentivos a actuar como oferente de flexibilidad y tampoco se prevé que nuevos agentes como GDF o Sonatrach realicen aportaciones significativas a estos intercambios bilaterales en el mercado secundario.

En este sentido, la entidad resultante vería reforzada su autonomía en la flexibilidad de aprovisionamiento de gas no sólo como consecuencia de sus mayores economías de escala en esta actividad, sino también gracias a su mayor disponibilidad de capacidad en almacenamientos subterráneos (que en gran parte está ligada al suministro realizado por cada operador), en producción de gas y control de ciclos combinados (pues ambas actividades pueden utilizarse para gestionar los volúmenes de gas aprovisionados y suministrados).

Los anteriores factores reforzarían a la entidad resultante en los mercados de suministro minorista de gas a grandes clientes y pequeños clientes más allá de la mera adición horizontal de cuotas.

En lo que respecta al mercado de suministro minorista de gas a centrales de ciclo combinado, en principio no parece previsible que la operación de concentración vaya a afectar a la competencia efectiva en el mismo de forma significativa, ya que UNIÓN FENOSA sólo se autosumministra y la tendencia de los distintos operadores de ciclos combinados es a autosuministrarse. Todo ello sin perjuicio de que, como se ha señalado anteriormente, la mayor escala de la entidad resultante en el suministro total de gas le dé mayor independencia a la hora de aprovisionarse gas, y de que deba analizarse en mayor profundidad si la existencia de restricciones en la red de transporte de gas pueda afectar al suministro de gas a algún ciclo combinado en particular.

Por otra parte, no es previsible que la puesta en marcha del gasoducto de Medgaz vaya a limitar de forma significativa la capacidad de actuar de forma unilateral de la entidad resultante en la mayoría de los mercados relevantes del sector del gas, puesto que el mismo sólo cuenta con una capacidad de 8 bcm (el 22% del consumo de gas en España en 2007), no estará plenamente operativo hasta 2011, gran parte de sus volúmenes aprovisionados se destinarán probablemente al suministro de centrales de ciclo combinado y, como señala la CNE, probablemente sustituirá a los volúmenes de GNL aprovisionados por terceros competidores.

En lo que respecta a los mercados de infraestructuras de importación, transporte y distribución de gas, las escasas adiciones, la existencia de operadores alternativos significativos y la regulación existente, en principio no hacen previsible que se produzcan efectos horizontales significativos para la competencia efectiva dentro de estos mercados. Todo ello sin perjuicio de la valoración de los posibles efectos no horizontales que se hace a continuación, y que deriva en parte de la presencia de la entidad resultante en estos mercados.

Por su parte, la CNE concluye en su informe que la operación provocará la pérdida de un competidor con un potencial de expansión significativo en todos los



segmentos de la cadena de gas, siendo difícil que en el corto-medio plazo se produzca una entrada sostenible dados los tiempos necesarios para establecer contratos de aprovisionamiento con los productores y las carencias importantes de instrumentos para aportar flexibilidad al mercado de suministro de GNL en España.

En el **sector de la electricidad**, la operación notificada no sólo reforzaría la posición de UNIÓN FENOSA como tercer operador, sino que también conllevaría la desaparición de GAS NATURAL, el nuevo entrante más exitoso en los últimos años en el mercado eléctrico español, en gran medida gracias a su posición en los mercados conexos del gas. GAS NATURAL es un operador especialmente activo en generación en los últimos años y con un gran potencial de crecimiento en los mercados de suministro minorista, gracias a su reconocimiento de marca y capilaridad comercial, el grado de fidelización de sus clientes en el suministro de gas y su capacidad para realizar ofertas duales (suministro de gas y electricidad), y a los incentivos que pueda tener para alcanzar un grado de integración vertical entre generación y suministro similar al de sus competidores (su cuota de generación es sensiblemente superior a su cuota de suministro).

Por otra parte, la entidad heredaría los vínculos estructurales de UNIÓN FENOSA con otras sociedades competidoras en el sector: con CEPSA, a través del control conjunto de NUEVA GENERADORA DEL SUR; con IBERDROLA, a través del ciclo combinado de ACECA y de su participación en las centrales nucleares de Trillo y Almaraz; con ENDESA, merced al control conjunto de la sociedad EUFER y a su participación en las centrales nucleares de Trillo y Almaraz y en la central térmica de Anllares; y con HIDROCANTÁBRICO y NUCLENOR, también presentes en el accionariado de las centrales nucleares de Trillo y Almaraz.

La nueva entidad reforzaría la tercera posición de UNIÓN FENOSA en los mercados eléctricos, acercándola a la de los dos operadores más fuertes (ENDESA e IBERDROLA), especialmente en la actividad de generación, donde la nueva entidad mejoraría la composición de su *mix* de generación.

El nuevo grupo pasaría a ser el primero por potencia instalada en ciclos combinados, si bien su posición respecto a ENDESA e IBERDROLA en tecnologías hidráulicas y nucleares (inframarginales) sería mucho más débil. La CNE, a diferencia de lo que considera la notificante, indica que el *mix* de generación de la entidad resultante le daría una ligera capacidad de fijación de precios, al aumentar su potencia *inframarginal* y pasar a ser un operador pivotal. No obstante, la cuestión de si la nueva entidad será pivotal es una cuestión que debe ser objeto de un análisis en profundidad que excede el ámbito del expediente.

Además, en línea con lo que señala la CNE en su informe, la operación situará al nuevo grupo como tercer generador del mercado que, si bien podría competir de manera más efectiva con Iberdrola y Endesa, también podría tener el incentivo a ejercer poder de mercado, dada la mayor proporción en su *mix* de generación de centrales inframarginales y de ciclos combinados respecto del *mix* existente de GAS NATURAL.

En todo caso, la capacidad de comportamiento independiente de la nueva entidad podría verse reforzada por su posición en los mercados zonales de resolución de restricciones técnicas. A este respecto, si bien es cierto que la nueva entidad

controlaría un porcentaje pequeño de la potencia instalada en la zona Sur, también lo es que este mercado ha sido tradicionalmente una de las zonas más deficitarias de energía eléctrica en España y que GAS NATURAL ha sido sancionado en el pasado por abuso de posición de dominio en el mercado de resolución de restricciones técnicas en la zona Sur, aún sin disponer de una posición de monopolio en el mismo⁶¹. Como se ha señalado, en el caso de las restricciones técnicas, dado que la demanda es completamente inelástica al precio, es probable que, incluso en presencia de un número elevado de agentes, todos ellos sean indispensables para satisfacer la demanda, o que el reducido número de centrales o de agentes pueda facilitar la coordinación.

En lo que respecta a los mercados de distribución de electricidad, la ausencia de solapamientos a nivel provincial, la existencia de operadores alternativos significativos y la regulación existente, en principio no hacen previsible que se produzcan efectos horizontales significativos para la competencia efectiva dentro de estos mercados. Todo ello sin perjuicio de la valoración de los posibles efectos no horizontales que se hace a continuación.

En los mercados de suministro minorista, si bien la adición de cuota no es muy significativa, la pérdida de GAS NATURAL como competidor independiente, en línea con lo que señala la CNE, podría empeorar las condiciones de competencia, ya que GAS NATURAL tiene capacidad e incentivos para crecer en los mismos.

Finalmente, la operación de concentración produciría una reducción del número de competidores, una mayor simetría entre los principales operadores (Endesa, Iberdrola y la entidad resultante) y crearía o reforzaría los vínculos estructurales entre ellos. Estos factores podrían facilitar que apareciese o se reforzase la coordinación tácita entre estos tres principales agentes en los mercados considerados.

VII.3 Efectos no horizontales

El análisis de los efectos no horizontales de la operación notificada, en línea con el análisis del TDC en el caso C-94/05 GAS NATURAL/ENDESA, debe centrarse en el estudio de:

- La integración vertical de la entidad resultante entre suministro de gas a centrales de ciclo combinado y generación de electricidad.
- La integración vertical de la entidad resultante entre redes de distribución y suministro minorista de gas y electricidad.
- Efectos de cartera derivados del solapamiento de redes de distribución de gas y electricidad.
- Efectos de cartera derivados del solapamiento en los mercados de suministro de gas y electricidad.

En primer lugar, la integración vertical entre suministro de gas a centrales de ciclo combinado y generación de electricidad podría limitar la capacidad de actuar de forma independiente en el mercado de generación de los operadores a los que GAS

⁶¹ Ver Resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia en el expediente 625/07, Gas Natural.

NATURAL suministra gas, lo que podría reforzar el poder de mercado de la entidad resultante en los mercados de generación de electricidad y restricciones técnicas.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta el posible efecto negativo derivado de la relación de arbitraje entre los precios ofertados en el mercado diario de electricidad y el coste del gas en el mercado de suministro a centrales de ciclo combinado. En efecto, tal y como señala la CNE en su informe, en la actualidad el incentivo de GAS NATURAL para incrementar el precio del gas a centrales de ciclo combinado con el objetivo de subir el precio del mercado diario de electricidad es reducido, puesto que no dispone de centrales inframarginales que se beneficien del incremento del precio en el pool eléctrico. Sin embargo, con el *mix* de generación resultante de la operación, GAS NATURAL sí podría tener incentivos a encarecer el precio del gas o retirar el gas en el mercado de suministro a centrales de ciclo combinado con el fin de subir los precios en generación.

En segundo lugar, la integración vertical entre redes de distribución y de suministro de gas y electricidad y los efectos de cartera derivados del solapamiento de estas actividades de distribución y suministro pueden reforzar la posición competitiva de la entidad resultante más allá de la mera adición de cuotas en los mercados de suministro de gas y electricidad. Este reforzamiento se produciría, entre otros factores, gracias al acceso privilegiado a información sobre los perfiles de consumo de los clientes finales, al importante grado de reconocimiento de marca y de fidelización de los clientes finales, especialmente los domésticos, a su suministrador habitual y a la mejora de la capilaridad de la red comercial de la entidad resultante.

No obstante, estos efectos podrían verse mitigados por la desvinculación entre distribución y suministro regulado de gas y electricidad y la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, entre otros. En todo caso, debe tenerse en cuenta que estos cambios regulatorios no están todavía totalmente operativos, por lo que su capacidad mitigadora debería ser objeto de un análisis en mayor profundidad, que excede el ámbito de la primera fase del control de concentraciones.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que la mayor integración vertical y conglomeral de la entidad resultante puede constituir una importante barrera a la entrada y a la expansión en los mercados relevantes.

VII.4 Eficiencias

El artículo 10.1 de la Ley 15/2007 establece que a la hora de adoptar una decisión respecto a una operación de concentración, se tendrán en cuenta *“las eficiencias económicas derivadas de la operación de concentración y, en particular, la contribución que la concentración pueda aportar a la mejora de los sistemas de producción o comercialización así como a la competitividad empresarial, y la medida en que dichas eficiencias sean trasladadas a los consumidores intermedios y finales, en concreto, en la forma de una mayor o mejor oferta y de menores precios.”*

La notificante ha alegado y cuantificado que la operación de concentración dará lugar a determinadas eficiencias por el lado de los costes y de la demanda. Sin embargo, en línea con lo señalado por la CNE, esta Dirección de Investigación considera que, en aplicación de los criterios expuestos por el Tribunal de Defensa de la

Competencia en su informe C-94/05 GAS NATURAL/ENDESA, las eficiencias alegadas no son significativas pues:

- Las eficiencias de costes cuantificadas son escasas en relación con los ingresos totales de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en los sectores de gas y electricidad (menos del [0-10]%) y se refieren a ahorros de costes fijos que se obtienen por una sola vez.
- Las eficiencias de costes derivadas del mayor poder de negociación de la entidad resultante en el mercado mayorista de gas, que no han sido cuantificadas por la notificante, no son significativas, en la medida en que el aumento de tamaño es reducido en comparación con el tamaño del mercado.
- Las eficiencias de demanda no parecen derivar de la operación de concentración, pues tanto GAS NATURAL como UNIÓN FENOSA tienen la capacidad y han hecho en el pasado ofertas duales de gas y electricidad.
- Dada la estructura competitiva y regulatoria de los mercados afectados, existen serias dudas de que las posibles eficiencias pudieran trasladarse a los consumidores finales.

En conclusión, con la información disponible, no es posible considerar que las eficiencias alegadas por la notificante vayan a ser lo suficientemente significativas como para compensar los posibles efectos negativos que puedan derivarse de la operación de concentración notificada.

VII.5 Conclusión

Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas, esta Dirección de Investigación estima preciso un análisis en profundidad de la operación notificada, a la vista de los posibles obstáculos para el mantenimiento de la competencia efectiva en los mercados analizados.

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 **acordar iniciar la segunda fase del procedimiento**, en aplicación del artículo 57.2.c) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

Todo ello sin perjuicio de la legislación sectorial aplicable.