



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE
CONCENTRACIÓN CONSISTENTE EN LA ADQUISICIÓN
DEL CONTROL DE ENDESA, S.A. POR PARTE DE GAS
NATURAL SDG, S.A. MEDIANTE OFERTA PÚBLICA DE
ADQUISICION DE ACCIONES**

20 de diciembre de 2005



1	OBJETO	3
2	COMPETENCIA	3
3	ANTECEDENTES DE HECHO/PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO.....	3
4	NORMATIVA APLICABLE	20
5	NATURALEZA Y DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN.....	23
6	ACTIVIDADES DE LAS PARTES INTERVINIENTES	28
7	MERCADOS RELEVANTES DE PRODUCTO Y GEOGRÁFICO	31
8	VALORACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LA OPERACIÓN SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA EN LOS DIFERENTES MERCADOS AFECTADOS.....	87
9.	CONCLUSIONES Y CONDICIONES	326
	ANEXO A	
	ANEXO B	
	ANEXO C	
	ANEXO D	
	ANEXO E	

INFORME DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE CONCENTRACIÓN CONSISTENTE EN LA ADQUISICIÓN DEL CONTROL DE ENDESA, S.A. POR PARTE DE GAS NATURAL SDG, S.A. MEDIANTE OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICION DE ACCIONES

Con fecha 14 de septiembre de 2005 tiene entrada en esta Comisión escrito remitido por la Dirección General de Defensa de la Competencia, en el que se informa de la notificación al Servicio de Defensa de la Competencia la operación de concentración económica consistente en la adquisición del control de ENDESA S.A. por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. mediante una oferta pública de adquisición de acciones. Asimismo se indica que *“en virtud del artículo 51.1 de la Ley 16/1989 de Defensa de la Competencia, de 17 de julio y, en su caso, a los efectos de lo previsto en la función decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, por la presente se solicita de esa Comisión la evacuación de informe sobre la citada operación a la mayor brevedad posible”*.

Con fecha de 8 de noviembre ha tenido entrada en la CNE escrito del Vicepresidente Segundo y Ministro de Economía y Hacienda por el que pone en conocimiento de esta Comisión la remisión del expediente al Tribunal de Defensa de la Competencia en aplicación de lo previsto en el artículo 15 bis.1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, y en consecuencia que la operación analizada debe ser sometida al Gobierno para su decisión, por lo que solicita a esta Comisión el informe preceptivo previsto en la función decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En el ejercicio de las funciones que le atribuye la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía ha acordado, en su sesión celebrada el día 20 de diciembre de 2005, aprobar el siguiente:

INFORME

1 OBJETO

El objeto del presente documento es analizar la operación de concentración económica consistente en la adquisición del control de ENDESA, S.A. por GAS NATURAL SDG, S.A. mediante una oferta pública de adquisición de acciones, a los efectos de lo previsto en función decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, teniendo en cuenta las solicitudes de informe realizadas por la Dirección General de Defensa de la Competencia en virtud del artículo 51.1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia y por el Vicepresidente Segundo y Ministro de Economía y Hacienda.

2 COMPETENCIA

En la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 decimoquinta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, se atribuye a la Comisión Nacional de Energía, la función de *“informar preceptivamente sobre las operaciones de concentración de empresas o de toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector cuando las mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión, de acuerdo con la legislación vigente en materia de competencia”*.

3 ANTECEDENTES DE HECHO/PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO

1. Con fecha 14 de septiembre de 2005 tiene entrada en esta Comisión escrito remitido por la Dirección General de Defensa de la Competencia, en el que solicita, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 51 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, y, en su caso, el apartado Tercero.1 función Decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, informe sobre la operación de concentración económica consistente en la adquisición de control de ENDESA, S.A. por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. mediante una oferta pública de adquisición de acciones.

Para la realización del Informe solicitado, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía acuerda, en su sesión celebrada el 22 de septiembre de 2005, recabar de diferentes entidades o sujetos los comentarios y opiniones que, sobre la citada operación estimasen conveniente realizar.

Con el objeto de poder organizar de manera sistemática las diferentes opiniones recibidas, se estimó conveniente solicitar la información en base a un cuestionario elaborado por la CNE. Este cuestionario podía ser cumplimentado total o parcialmente, y debía ser remitido a la Comisión antes del 6 de octubre de 2005.

Junto con el cuestionario se remitía Nota Sucinta conteniendo los extremos fundamentales del expediente de concentración

2. Con fecha 23 de septiembre de 2005, la CNE remite escrito a GAS NATURAL SDG, S.A. comunicando que su Consejo de Administración, en la sesión celebrada el día 22 de septiembre de 2005, y en relación con el expediente sobre la operación de concentración económica consistente en la adquisición por GAS NATURAL SDG, S.A. de ENDESA, S.A., ha acordado realizar un trámite de consultas con entidades y sujetos interesados. Asimismo, comunica que ha acordado elaborar, a estos efectos, una nota sucinta sobre los extremos fundamentales del expediente, que será remitida a los sujetos o entidades a fin de que expongan sus criterios respecto de la operación de concentración económica. Finalmente, expresa que con carácter previo a esta remisión, el Consejo de Administración de la CNE ha acordado poner de manifiesto a GAS NATURAL SDG, S.A. la citada nota sucinta para que proceda a dar su conformidad o formule reparos a la misma en el plazo de dos días naturales desde su notificación.
3. Con fecha 27 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de GAS NATURAL adjuntando sus comentarios a la nota sucinta propuesta.

4. El Consejo de Administración de la CNE aprueba, en su sesión celebrada el 27 de septiembre de 2005, la versión definitiva de la nota sucinta y acuerda su remisión, junto con el cuestionario, a los agentes afectados que han manifestado su interés por expresar sus opiniones al respecto.
5. Con fecha 27 de septiembre de 2005, la CNE remite un escrito a GAS NATURAL SDG, S.A. adjuntando la Nota Sucinta y el Cuestionario sobre los extremos fundamentales del expediente de concentración económica consistente en la adquisición por GAS NATURAL SDG, S.A. del control de ENDESA, S.A., mediante una oferta pública de adquisición de acciones, aprobados por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión celebrada el día 27 de septiembre de 2005, comunicando que dichos documentos serán remitidos el 28 de septiembre de 2005 en el trámite de consultas a sujetos o entidades, a fin de que expongan sus criterios respecto a la citada operación de concentración.
6. En cumplimiento del Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE, celebrado el 22 de septiembre de 2005, con fecha de salida 28 de septiembre de 2005, se remite el cuestionario y la citada Nota Sucinta a los siguientes agentes: OMEL, UNIÓN FENOSA S.A., IBERDROLA S.A., CEPESA, BP ESPAÑA S.A.U., RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA S.A., FEIQUE, ASCER, CAEB, CONFEDERACIÓN INTERSINDICAL GALLEGA, HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO S.A., INCOGAS, FEDERACIÓN ANDALUZA DE CONSUMIDORES Y AMAS DE CASA AL-ANDALUS, NATURCORP MULTISERVICIOS S.A., GAS DE EUSKADI, UCE, FACUA, ASOCIACIÓN DE PEQUEÑOS PRODUCTORES Y AUTOGENERADORES DE ELECTRICIDAD, ASEME, HISPACOOOP, CAMBRA DE COMERÇ MALLORCA, EIVISSA I FORMENTERA, ASOCIACIÓN INDEPENDIENTE DE ENERGÍA, GREENPEACE, ECOLOGISTAS EN ACCIÓN, CIDE, ASOCIACIÓN DE AUTOGENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA, GRUPO REPSOL YPF, ENAGAS S.A. y ASOCIACIÓN DE EMPRESAS CON GRAN CONSUMO DE ENERGÍA.
7. Con fecha de 28 de septiembre de 2005, la CNE remite a ENDESA, S.A. y a GAS NATURAL SDG, S.A. sendos escritos comunicando que el Consejo de
20 de diciembre de 2005

Administración de la CNE, en su sesión celebrada el día 27 de septiembre de 2005, ha acordado solicitar a cada sociedad cierta información y documentación, que habrá de ser remitida dentro de los 10 días hábiles siguientes a la recepción de la notificación. Igualmente se indica en dicho escrito que al objeto de ampliar y explicar la información solicitada, podrán solicitar comparecer ante la CNE.

8. Con fecha de 29 de septiembre de 2005, la CNE remite el cuestionario y la Nota Sucinta a ACE, GRAN CEES, CEACCU, ELECTRABEL y AES CARTAGENA, en cumplimiento del acuerdo del Consejo de Administración de fecha 22 de septiembre de 2005.
9. Con fecha 29 de septiembre de 2005 tiene entrada en la CNE un fax de IBERDROLA, dirigido a la Secretaria General y del Consejo de Administración, en relación a la Nota Sucinta adjuntada junto con el cuestionario sobre la OPA de GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., realizando precisiones sobre su contenido.
10. Con fecha de 30 de septiembre de 2005 la CNE remite el cuestionario y la Nota Sucinta a CENTRICA ENERGÍA S.L., en cumplimiento del acuerdo del Consejo de Administración de la CNE de 22 de septiembre de 2005.
11. Con fecha 30 de septiembre de 2005 la CNE remite una *“Nota adicional en relación con la nota sucinta sobre los extremos fundamentales del expediente de concentración económica consistente en la adquisición por Gas Natural SDG, S.A. del control de Endesa, S.A.”* a los siguientes agentes: CEPSA, CAMBRA DE COMERÇ MALLORCA, EIVISSA I FORMENTERA, ASCER, CAEB, HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., CONFEDERACIÓN INTERSINDICAL GALLEGA, NATURCORP MULTISERVICIOS, S.A., GAS DE EUSKADI, FEDERACIÓN ANDALUZA DE CONSUMIDORES Y AMAS DE CASA AL-ANDALUS, UNION DE CONSUMIDORES DE ESPAÑA, INCOGAS, S.A., FACUA-CONSUMIDORES EN ACCION, ASOCIACION DE PEQUEÑOS PRODUCTORES Y AUTOGENERADORES DE ELECTRICIDAD, ASOCIACION ESPAÑOLA DE

EMPRESAS ELECTRICAS-ASEME, OMEL, HISPACOOOP, ASOCIACION INDEPENDIENTE DE ENERGIA, GREENPEACE, ECOLOGISTAS EN ACCION, ACE, GRUPO REPSOL YPF, CIDE, ASOCIACION DE EMPRESAS CON GRAN CONSUMO DE ENERGIA, ASOCIACION DE AUTOGENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA (AAEE), ENAGAS, S.A., FEIQUE, IBERDROLA, S.A., BP ESPAÑA, S.A.U., RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A., UNION FENOSA, S.A. y GAS NATURAL SDG, S.A., AES ENERGIA CARTAGENA, S.R.L., CEACCU, GRAN CEES y ELECTRABEL.

12. Con fecha de 3 de octubre de 2005 la CNE remite el cuestionario y la Nota Sucinta a la ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES TORRE RAMONA, en virtud de lo acordado por el Consejo de Administración de la CNE, en su sesión celebrada el 22 de septiembre de 2005.
 13. Con fecha 3 de octubre de 2005 tiene entrada en la CNE escrito de HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. solicitando, de conformidad con el artículo 49 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, se conceda una ampliación del plazo inicialmente establecido para la cumplimentación del cuestionario de fecha 28 de septiembre de 2005, remitido por la CNE y relativo a la adquisición de control de ENDESA, S.A. por parte de GAS NATURAL SDG, S.A..
 14. El Consejo de Administración de la CNE acuerda, en su sesión celebrada el día 4 de octubre de 2005, ampliar el plazo de remisión del cuestionario por parte de los distintos agentes del mercado hasta el día 10 de octubre de 2005.
 15. Con fecha 4 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE un escrito de ORGANIZACIÓN DE CONSUMIDORES Y USUARIOS (OCU) señalando que HISPACOOOP y CEACCU han remitido a OCU copia del requerimiento de información, finalizando el plazo de contestación el día 6 de octubre de 2005. Indica OCU la imposibilidad para realizar las observaciones y comentarios sobre la operación en el plazo de tiempo de que dispone, rogando se tenga en consideración
- 20 de diciembre de 2005

su escrito y haciendo constar *“que la ausencia de opinión de nuestra Organización a tan relevante operación (de cuyos beneficios para los consumidores tenemos serias dudas) no presupone la aceptación de sus términos.”*

16. Con fecha 4 de octubre de 2005 tiene entrada en la CNE un escrito de SOLVAY IBERICA, S.L., miembro de la ASOCIACIÓN DE EMPRESAS CON GRAN CONSUMO DE ENERGÍA, fechado el 3 de octubre de 2005, en el que indica su conformidad con los comentarios que la citada asociación procederá a remitir a la CNE.

17. Con fecha 5 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE un escrito de ENDESA en el que solicita que, dado el volumen y la complejidad de la información solicitada por la CNE, precisa una ampliación del plazo inicialmente otorgado en 5 días para la cumplimentación de la misma, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 49.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

18. Con fecha 5 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE un escrito de ENDESA por el que expone que *“independientemente de que por esa Comisión se ha solicitado a Endesa que aporte determinada información mediante Resolución de fecha 28 de septiembre pasado, Endesa es sociedad directamente afectada por la referida oferta pública de adquisición, y posee un interés legítimo en conocer todos los pormenores de la proyectada operación en el procedimiento administrativo abierto por esa Comisión en ejercicio de la denominada Función 15ª;”*

Así, solicita que se admita el escrito remitido y tenga a ENDESA por comparecida, y en consecuencia se le reconozca la condición de interesada en el expediente administrativo que se sigue en la CNE en ejercicio de la Función 15.

19. Con fecha 5 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de CENTRICA al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En el citado escrito manifiesta que la operación planteada solo puede

incrementar los niveles de concentración empresarial ya existentes, y por ello puede llevar a reducir e incluso eliminar por completo los modestos avances conseguidos en la liberalización energética. CENTRICA considera que el mercado energético español (gas y electricidad) presenta unos grados de concentración muy elevados, lo cual en su opinión es una de las principales causas que han provocado que en España, después de más de siete años de liberalización, los niveles de apertura de los mercados a nivel de comercialización sean muy reducidos. En cuanto al acuerdo de GAS NATURAL e IBERDROLA, manifiesta que está en total desacuerdo con esta transacción de venta directa a IBERDROLA, y añade que *“desde el punto de vista de la competencia al consolidar a Iberdrola como segunda potencia a grandísima distancia del siguiente operador se exarcebaría el carácter duopolístico del sector energético español”*.

20. Con fecha 5 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ASOCIACION DE EMPRESAS CON GRAN CONSUMO DE ENERGIA (AEGE) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito señala que para evaluar esta OPA en sí misma desde la perspectiva de la competencia, es necesario tener en cuenta el entorno y los objetivos futuros del sistema eléctrico y gasista. Según AEGE el problema fundamental de la industria básica española es que el modelo de liberalización eléctrica no ha generado precios competitivos, no existiendo una tendencia que permita predecir una solución dentro del modelo actual, mientras que en el sector del gas, que parecía mejor encauzado, está dando señales preocupantes.

21. Con fecha 6 de octubre de 2005, la CNE remite a ENDESA un escrito en relación con la solicitud de ampliación del plazo en cinco días hábiles para cumplimentar el requerimiento de información efectuado por la CNE con fecha 28 de septiembre de 2005, en relación con el expediente tramitado al amparo de lo establecido en la Disposición Adicional Undécima, tercero.1.15 de la Ley 34/1998. En el citado escrito se informa que el Consejo de Administración de la CNE, en su sesión celebrada el 6 de octubre de 2005, ha acordado conceder la ampliación en cinco días hábiles del plazo conferido a ENDESA, S.A., que vencerá el 17 de octubre de 2005.

22. Con fecha 6 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de OMEL al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito OMEL no responde a las preguntas del cuestionario, pero aporta información sobre la incidencia de la operación en el sector eléctrico. Concretamente proporciona datos sobre la capacidad instalada, la producción y la comercialización de energía eléctrica.
23. Con fecha 6 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de BP ESPAÑA. S.A.U. al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En dicho escrito BP manifiesta que no tiene una presencia significativa en el mercado del sector eléctrico ni en las actividades reguladas del sector del gas natural, por lo que no está en situación de emitir opinión. En relación a la actividad de comercialización manifiesta que, a priori, no parece que puedan producirse efectos significativos en materia de competencia, en virtud de la reducida cuota de mercado de ENDESA en la actualidad. Por otro lado, considera que si como consecuencia de esta operación se produjese un excedente en los contratos de aprovisionamiento de gas natural licuado, concertados por las empresas involucradas, sería conveniente dar al resto de comercializadores la posibilidad de acceder a dicho gas por medio de una subasta o de cualquier otro mecanismo similar de adjudicación.
24. Con fecha 6 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ELECTRABEL al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito manifiesta que si la operación se lleva a efecto, el grupo empresarial resultante no deberá tener un poder de mercado en los sectores de gas y electricidad mayor del que actualmente tienen GAS NATURAL, en el sector del gas, y ENDESA en el sector eléctrico. Las desinversiones de activos asociadas, que deben ser multitecnología incluyendo los ciclos combinados, no deben de estar preadjudicadas por la sociedad *opante* y en ningún caso deben reforzar el poder de mercado de agentes que ya tienen la consideración de agentes dominantes en uno de dichos sectores (caso de IBERDROLA en el sector eléctrico).

25. Con fecha 7 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de CONFEDERACIÓN DE ASOCIACIONES EMPRESARIALES DE BALEARES (CAEB) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito manifiesta que es evidente que una operación que conlleve una reducción del número de competidores en el mercado supone un reforzamiento de las actuales posiciones de dominio. En el caso de las Islas Baleares, la operación reduce las posibilidades de diversificación y desconcentración del mercado de generación de electricidad y suministro de gas, una vez que se hayan realizado las conexiones del sistema insular de electricidad y gas con la península. Además, opina que los acuerdos previos entre GAS NATURAL e IBERDROLA suponen un reparto del mercado en función de los intereses de estas dos empresas, sin tener en cuenta las implicaciones sobre los consumidores. Para el caso concreto de las Islas Baleares, el resultado del acuerdo supondría la transferencia de todo el mercado eléctrico y del gas a IBERDROLA.

26. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de IBERDROLA al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito sostiene que la operación analizada junto con el Plan de Desinversiones *“no supone amenaza alguna para el mantenimiento de la competencia efectiva en ninguno de los mercados afectados”*. Asimismo, manifiesta que la presentación de un competidor, IBERDROLA, como comprador de los activos es perfectamente coherente con la práctica comunitaria. Explica que si el resultado de la concentración es el aumento de la cuota de la empresa resultante a la vez que desaparece un competidor, la solución más obvia a los problemas de competencia es crear las condiciones para la aparición de una nueva entidad competidora o para la consolidación de los competidores existentes mediante una cesión. Lo mismo se puede decir conforme a la práctica española, ya que en los expedientes en los que el Gobierno ha impuesto obligaciones a desinvertir, en la inmensa mayoría de los acuerdos del Consejo de Ministros se dejaba plena libertad a los notificantes para presentar al comprador de los activos que estimaran oportuno.

27. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ASOCIACION SINDICAL INDEPENDIENTE DE LA ENERGIA (ASIE) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito argumenta que la OPA daría lugar a un incremento extraordinario de la concentración empresarial en el sector energético, lo que podría poner en riesgo los intereses de los consumidores en términos de precios y su capacidad de elección de suministrador, al eliminar, por la vía de la OPA y del acuerdo de GAS NATURAL con IBERDROLA, a todos los competidores importantes. Añade que un único entramado empresarial dispondría del control efectivo de los sectores del petróleo, gas natural y electricidad y un poder de mercado incompatible con el entorno de competencia que pretenden instaurar las normas reguladoras de la competencia y las normas sectoriales, tanto españolas como comunitarias.

28. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de INCOGAS al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito considera que la OPA supone la creación de una posición excesivamente dominante en el sector del gas, como consecuencia de la acumulación de contratos de aprovisionamiento, infraestructuras de distribución y mercado en una integración vertical que dificulta el acceso a otros competidores. Con respecto a posibles desinversiones considera que deben existir oportunidades de negocio para todas las empresas activas del sector, mediante concursos restringidos a las mismas. Asimismo expone que la negativa experiencia que la comercialización independiente está teniendo en el mercado español es el principal obstáculo para la aceptación de ésta o cualquier otra operación de concentración.

29. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ASOCIACION DE AUTOGENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA (AAEE) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito se posiciona en contra de la OPA porque cree que este proceso va en contra del proceso de liberalización energética. Además, en relación con las desinversiones, añade que lo correcto para reforzar el mercado sería que otros grupos además de

IBERDROLA pudieran optar a esos activos, y debilitar la situación de duopolio eléctrico fáctico.

30. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ENAGAS al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En la misma manifiesta que no hay razones para considerar afectado el suministro del mercado a tarifa y, más concretamente, el contrato de aprovisionamiento por el que GAS NATURAL suministra a ENAGAS el gas destinado al mercado a tarifa. En cuanto al suministro global al sistema español, sostiene que será preciso tener en cuenta el efecto que podría producirse como consecuencia del posible trasvase de clientes de GAS NATURAL o ENDESA a IBERDROLA, asegurando su suministro. En relación a posibles planes de desinversión, ENAGAS manifiesta que la desinversión deberá tener en cuenta la necesidad de separar las actividades gasistas y eléctricas de naturaleza incompatible.

31. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de UNION DE CONSUMIDORES DE ESPAÑA (UCE) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito señala que la existencia de auténtica competencia en el mercado, que pueda redundar en beneficio de los intereses de los consumidores, no está relacionada con el número de empresas competidoras que concurran en el mismo. En referencia a la opinión sobre el acuerdo de GAS NATURAL e IBERDROLA, considera que los activos a desinvertir deben ser identificados por los organismos reguladores y definidos en función de garantizar la competencia y evitar posibles posiciones de dominio. Los acuerdos que puedan hacer viable la operación deben ser absolutamente transparentes y anteponer los legítimos derechos de los consumidores frente a cualquier otra consideración.

32. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS (ASEME) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito considera que la OPA puede perturbar los mercados eléctricos y del gas, y argumenta que en un contexto de falta de competencia en los sectores eléctrico y gasista, no parece lo más

adecuado plantear una concentración que permitiría a uno de los agentes ostentar una posición claramente de dominio en ambos mercados y a un tercero incrementar notablemente su ya excesivo tamaño.

33. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE FABRICANTES DE AZULEJOS Y PAVIMENTOS CERÁMICOS (ASCER) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito manifiesta que no puede estar de acuerdo con la operación de concentración, pues entiende que puede resultar claramente lesiva, particularmente, para el sector industrial, y de forma más general para la economía del país y para el desarrollo de la liberalización. Considera que la operación endurece y limita todavía más la poca competencia existente en el mercado energético español, y supone un paso atrás en la liberalización del sector. Añade que la operación va a dar como resultado un oligopolio de dos empresas de tamaño y estructura similar. Además, esta concentración parte de un acuerdo entre IBERDROLA y GAS NATURAL, lo cual hace presagiar que pueden haberse generado relaciones e intereses cruzados que en nada van a ayudar a que compitan entre ellas. Sostiene que existirá una alta probabilidad de una escalada de precios que produciría una pérdida de competitividad con nefastas consecuencias para la industria española.

34. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD (ACE) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito sostiene que la operación aumenta el ya excesivo nivel de concentración del sector eléctrico y es tremendamente perjudicial para los consumidores que compran energía eléctrica en el mercado minorista.

35. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de UNION FENOSA al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito considera que la operación de integración, junto con el acuerdo firmado con IBERDROLA, refuerza la concentración vertical, horizontal y geográfica en los mercados eléctricos y gasista, con graves riesgos para la

competencia en ambos mercados. Sostiene que la integración vertical consolida y fortalece la posición de dominio del grupo resultante en el aprovisionamiento de gas, permitiéndole arbitrar entre los diferentes mercados gasistas, propios y de sus competidores. Por otro lado, la concentración geográfica se vería agravada por la intención de unificar propiedad y gestión de los activos de distribución de gas y electricidad en cada zona; los dos operadores dominantes concentrarían en sus zonas de distribución redes de gas y electricidad, convirtiéndose en operadores exclusivos y excluyentes en dichas áreas geográficas.

36. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., extensible a sus participadas NATURCORP MULTISERVICIOS, S.A. y GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U. (Grupo Naturgas Energía) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005.

En su escrito considera que la OPA podría conducir a una obstaculización del mantenimiento de la competencia en diversos mercados relevantes, y que los problemas de competencia podrían ser solventados con un paquete de compromisos adecuado. Sin embargo, en cuanto a las desinversiones a IBERDROLA manifiesta que agravan la pérdida de competencia al reforzar la posición dominante de IBERDROLA, por este motivo manifiesta que el procedimiento de desinversión debería realizarse de manera abierta a terceros operadores, que garantizase que los compradores fuesen competidores viables y que la adquisición de la actividad por un determinado candidato a comprador no debiera ser tal que cree nuevos problemas de competencia, reforzando posiciones fuertes ya existentes.

37. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de NATURCOP MULTISERVICIOS, en relación con las notas sucinta y adicional y el cuestionario remitidos a esta sociedad, comunicando que se adhiere plenamente, haciéndolos suyos y dándolos por reproducidos, a todos los comentarios, opiniones y contestaciones contenidas en la contestación a dicho cuestionario remitida por HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO.

38. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U., en relación con las notas sucinta y adicional y el cuestionario remitidos a esta sociedad, comunicando que se adhiere plenamente, haciéndolos suyos y dándolos por reproducidos, a todos los comentarios, opiniones y contestaciones contenidas en la contestación a dicho cuestionario remitida por HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO.
39. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ASOCIACION DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DEL SECTOR SERVICIOS (GRANCEESS) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 29 de septiembre de 2005. En dicho escrito manifiesta que, en su opinión, cualquier movimiento en el mercado debería orientarse en el sentido de reforzar la liberalización de la energía y la potenciación de la competencia real, tanto en la generación como en la comercialización.
40. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito señala que en términos generales no observa ningún inconveniente de importancia relativo a la seguridad del suministro, a la planificación o al desarrollo de la red de alta tensión, adicional a la situación actual, derivado de la operación planteada. No obstante, llama la atención sobre la importancia de que los planes de inversión en generación y distribución no se vean ralentizados por la operación, en aras al mantenimiento de la seguridad del suministro y de un margen de cobertura razonable.
41. Con fecha 10 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de CAMBRA DE COMERÇ DE MALLORCA, EIVISSA I FORMENTERA. al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito plantea interrogantes relativos a su afección sobre la competencia en los mercados eléctricos y gasista, con el consiguiente riesgo de subida de precios

energéticos, lo que afectará directamente a las rentabilidades de las empresas Baleares.

42. Con fecha 11 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de FEDERACIÓN EMPRESARIAL DE LA INDUSTRIA QUÍMICA ESPAÑOLA (FEIQUE) al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito considera que la operación es negativa en la medida en que afectará a la competencia. Además, sostiene que los dos mercados, eléctrico y gasista, no están aún suficientemente desarrollados o liberalizados y que esta operación va a introducir más incertidumbres en el sistema. En cuanto a la venta de activos, sostiene que ésta no puede estar prevista desde el principio, considerando deseable que los compradores sean nuevos entrantes. Sobre los efectos del solapamiento territorial de las redes de gas y electricidad, considera que se debe evitar la creación de monopolios regionales conjuntos de gas y electricidad.
43. Con fecha 11 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de GAS NATURAL al requerimiento de información de fecha 28 de septiembre de 2005. En dicho escrito se solicita comparecer ante la CNE con la finalidad de exponer las consideraciones más significativas en relación con el proyecto de concentración.
44. Con fecha 13 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de CONFEDERACIÓN INTERSINDICAL GALLEGA al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito señala que ve con enorme preocupación el riesgo sobre el futuro del empleo que conlleva la operación planteada, y el incremento extraordinario en la concentración empresarial del sector energético español. Sostiene que la OPA de GAS NATURAL sobre ENDESA daría lugar a un incremento extraordinario de la concentración empresarial en el sector energético del Estado español, atentando gravemente contra los intereses de los consumidores en términos de precios (al subir los precios) y capacidad de elección (al eliminar, por la vía de la OPA y del acuerdo de GAS NATURAL con IBERDROLA, a todos los competidores importantes).

45. El Consejo de Administración de la CNE aprueba, en su sesión celebrada el 13 de octubre de 2005, desestimar la solicitud formulada por ENDESA, de fecha 5 de octubre, en cuanto a su reconocimiento como interesado en el ejercicio por esta Comisión de la función de emisión de informe sobre el expediente de concentración.
46. Con fecha 14 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de FEDERACIÓN ANDALUZA DE CONSUMIDORES Y AMAS DE CASA AL-ANDALUS al cuestionario sobre la operación, remitido el día 28 de septiembre de 2005. En su escrito considera que la OPA puede suponer un nivel de concentración tal que pudieran verse afectados no sólo los operadores, sino los consumidores finales, tanto en materia de precios, como en materia de calidad, y de atención y resolución de las demandas en todo lo relacionado con la prestación del servicio. Le preocupa que como resultado de la operación existan zonas donde la empresa resultante pudiera ser la única distribuidora, mermándose la capacidad de elección de los consumidores.
47. Con fecha 17 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ENDESA a la solicitud de información realizada el 28 de septiembre de 2005.
48. Con fecha 18 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE solicitud de información de la Directora General de Defensa de la Competencia en relación a la operación de concentración económica consistente en la adquisición del control de ENDESA por parte de GAS NATURAL.
49. Con fecha 24 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de ASOCIACION DE CONSUMIDORES "TORRE RAMONA" al cuestionario sobre la operación, remitido el día 3 de octubre de 2005. En su escrito considera que el hecho de que desaparezca un competidor en el mercado energético español en general, y en Aragón en particular, supone a corto y medio plazo un descenso de la calidad de la atención a los consumidores y usuarios de energía.
50. Con fecha 28 de octubre de 2005 la CNE remite Informe aprobado por su Consejo de Administración, en la sesión celebrada el día 27 de octubre de 2005, a la Directora
20 de diciembre de 2005

General de Defensa de la Competencia, en contestación a su solicitud de 18 de octubre de 2005.

51. Con fecha de 31 de octubre de 2005 la CNE remite el cuestionario y la nota sucinta a ASOCIACIÓN PRIMERAS DE CATALUNYA en cumplimiento del acuerdo del Consejo de Administración de la CNE adoptado en su sesión celebrada el 27 de octubre de 2005.
52. Con fecha de 7 de noviembre de 2005 la CNE remite el cuestionario y la nota sucinta a CONFEDERACIÓN EMPRESARIAL TUROLENSE en cumplimiento del acuerdo del Consejo de Administración de la CNE adoptado en su sesión celebrada el 3 de noviembre de 2005.
53. Con fecha 7 de noviembre de 2005 la Dirección General de Defensa de la Competencia por orden del Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía y Hacienda, decide remitir el expediente relativo a la adquisición del control de ENDESA, S.A. por parte de GAS NATURAL SDG, S.A., al Tribunal de Defensa de la Competencia para su informe en aplicación de lo previsto en el artículo 15 bis apartado 1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.
54. Con fecha 8 de noviembre de 2005 tiene entrada en la CNE escrito del Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía y Hacienda, solicitando el informe preceptivo que debe recibir el Gobierno, en el expediente relativo a la operación de concentración económica GAS NATURAL – ENDESA, de acuerdo con la función decimoquinta recogida en la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.
55. Con fecha 14 de noviembre de 2005 tiene entrada en la CNE la Nota Sucinta remitida por el Tribunal de Defensa de la Competencia, sobre los extremos fundamentales del expediente de concentración C94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

56. Con fecha 23 de noviembre de 2005 tiene entrada en la CNE escrito de ENDESA, por medio del cual formula alegaciones en su condición de interesada en el procedimiento tramitado ante las autoridades de defensa de la competencia. Según señala en su escrito, estas alegaciones complementan su respuesta al requerimiento de información de la CNE de 28 de septiembre de 2005, que fue cumplimentado parcialmente por ENDESA con fecha 17 de octubre de 2005, y aporta, además, una exposición de las consideraciones más significativas referentes al proyecto de concentración en relación con sus aspectos anticompetitivos.
57. Con fecha 23 de noviembre de 2005 tiene entrada en la CNE escrito de UNIÓN FENOSA, S.A., adjuntando copia de las alegaciones sobre la operación de adquisición del control de ENDESA, S.A. por parte de GAS NATURAL SDG, S.A., remitidas por la citada compañía al Tribunal de Defensa de la Competencia con fecha 21 de noviembre de 2005.
58. Con fecha 2 de diciembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de la ASOCIACIÓN PRIMERAS DE CATALUNYA al cuestionario sobre la operación, remitido el día 31 de octubre de 2005. En su escrito señala que ve con enorme preocupación el riesgo que sobre el futuro del empleo puede tener la operación planteada. Asimismo, sostiene que se debería garantizar que la OPA no comporte una concentración en un mismo grupo empresarial de las diversas alternativas energéticas posibles, ya que se atentaría gravemente contra los intereses de los consumidores al reducirse claramente la competencia. En cuanto al acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA, considera que un traspaso de activos debería ser una operación sujeta a licitación pública abierta a cualquier operador. Concluye que la OPA en caso de prosperar comporta una manifiesta pérdida de competencia en el mercado energético.

4 NORMATIVA APLICABLE

El artículo 14.1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia establece que deberán ser notificados al Servicio de Defensa de la Competencia aquellos

proyectos u operaciones de concentración económica cuando “a) Como consecuencia de la operación se adquiriera o se incremente una cuota igual o superior al 25 por 100 del mercado nacional, o de un mercado geográfico definido dentro del mismo, de un determinado producto o servicio, o b) el volumen de ventas global en España del conjunto de los partícipes supere en el último ejercicio contable la cantidad de 40.000 millones de pesetas (240.404.841,75 euros), siempre que al menos dos de los partícipes realicen individualmente en España un volumen de ventas superior a 10.000 millones de pesetas (60.101.210,44 euros).” .

En el número 2 del artículo 14 se establece que “A los efectos previstos en el apartado anterior se considerarán concentraciones económicas aquellas operaciones que supongan una modificación estable de la estructura de control de las empresas partícipes mediante:

a) La fusión de dos o más empresas anteriormente independientes.

b) La toma de control de la totalidad o de parte de una empresa o empresas mediante cualquier medio o negocio jurídico.

c) La creación de una empresa en común y, en general, la adquisición del control conjunto sobre una empresa, cuando ésta desempeñe con carácter permanente las funciones de una entidad económica independiente y no tenga por objeto o efecto fundamental coordinar el comportamiento competitivo de empresas que continúen siendo independientes”.

El artículo 15 bis establece en su número 1 que “El Ministro de Economía, a propuesta del Servicio de Defensa de la Competencia, remitirá al Tribunal de Defensa de la Competencia los expedientes de concentración notificados por los interesados que considere pueden obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado, para que aquel, previa audiencia, en su caso, de los interesados dictamine al respecto”, señalándose en el número 2 del mismo artículo que “se entenderá que la Administración no se opone a la operación si transcurrido un mes desde la notificación al Servicio, no se hubiera remitido la misma al Tribunal”.

El artículo 16 señala que *“(...) La apreciación de si un proyecto u operación de concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado se basará en un análisis de sus efectos restrictivos, previsibles o constatados, atendiendo principalmente a las siguientes circunstancias:*

- "a) Delimitación del mercado relevante.*
- b) Su estructura.*
- c) Las posibilidades de elección de los proveedores, distribuidores y consumidores o usuarios.*
- d) El poder económico y financiero de las empresas.*
- e) La evolución de la oferta y la demanda.*
- f) La competencia exterior.*

El Tribunal podrá considerar, asimismo, la contribución que la concentración pueda aportar a la mejora de los sistemas de producción o comercialización, al fomento del progreso técnico o económico, a la competitividad internacional de la industria nacional o a los intereses de los consumidores o usuarios y si esta aportación es suficiente para compensar los efectos restrictivos sobre la competencia”.

“2. En los casos de empresas en participación se analizarán especialmente los posibles efectos restrictivos de la competencia derivados de la empresa participada y de las empresas matrices en un mismo mercado o en mercados ascendentes, descendentes o próximos”.

La Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia ha sido desarrollada en materia de control de concentraciones por el Real Decreto 1443/2001, de 21 de diciembre, y en relación con la valoración de las concentraciones, ha de mencionarse el documento *“Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas por parte del Servicio de Defensa de la Competencia”* difundido en la página web del Ministerio de Economía.

Por último, cabe referirse a normativa sectorial específica cuya aplicación incide en la valoración de la presente operación, en concreto, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

5 NATURALEZA Y DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN

La operación de concentración notificada consiste en la adquisición por GAS NATURAL del control de ENDESA mediante una Oferta Pública de Adquisición de Acciones. La oferta se dirige al 100 por cien del capital social de ENDESA y consiste en un intercambio de acciones y pago en efectivo en las proporciones de 65,5 y 34,5 por ciento, respectivamente. Así, los accionistas de ENDESA por cada acción de dicha sociedad recibirán como contraprestación 7,34 euros en efectivo y 0,560 acciones de nueva emisión de GAS NATURAL.

En el marco de la citada operación ENDESA es valorada en 22.549 millones de euros y, de acuerdo con los precios de cierre a 2 de septiembre de 2005, la ecuación de canje y el pago en metálico equivalen a una valoración de 21,30 euros por acción.

La oferta presentada está condicionada a alcanzar el 75 por ciento de las acciones de ENDESA y a que la Junta General de Accionistas de ENDESA adopte el acuerdo de modificar ciertos preceptos recogidos en los siguientes artículos de los Estatutos de la Sociedad:

- El artículo 32, suprimiendo toda restricción en cuanto al número de votos que pueden ejercer los accionistas de ENDESA.
- Los artículos 37 y 38 de los mismos, quedando suprimidos los requisitos de tipología y composición mayoritaria del Consejo de Administración.
- El artículo 42 para que no se requiera condición alguna para ser designado miembro del Consejo de Administración de ENDESA o Consejero Delegado, distinta de las establecidas en la Ley.

Según se indica en la documentación presentada por el notificante, la financiación de la operación relativa a la parte correspondiente a la contraprestación en metálico está cubierta mediante un préstamo y un aval bancario de 7.806 millones de euros cada uno concedido por diversas entidades.

Con respecto a la estructura del grupo resultante tras la OPA, el notificante deja constancia que no existe una decisión formalmente adoptada al respecto, si bien la empresa integrada dispondrá de cinco grandes áreas de negocio: Up y Midstream de gas, Gestión de Energía y Comercialización Mayorista, Generación Europa, Distribución y Comercialización Minorista Europa y Latinoamérica.

El Plan de Compromisos incluye un plan de enajenaciones con el objeto de limitar el tamaño del grupo resultante en el mercado español.

El conjunto de activos de gas y electricidad objeto de enajenación en el Plan de Compromisos en España es el siguiente.

Cuadro 1 Plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL

Generación España		MW
Peninsular		
Teruel		1.101
As Pontes		1.400
Foix		520
Foix CCTG (proyecto)		800
Estremera CCTG (proyecto)		400
Total peninsular		4.221
Baleares		
Alcudia		510
FG		829
CCTG		450
CCTG		210
Total extrapeninsular		1.999
TOTAL NACIONAL		6.220
Distribución eléctrica España		Miles de puntos de suministro
Baleares		611
Comercialización eléctrica		GWh
Energía vendida		4.457
Distribución gas España		Miles de puntos de suministro
Valencia, Murcia, Madrid		1.167
Baleares		83
Comercialización gas España		GWh
Energía vendida		11.800
Activos de regasificación		% capital social
Reganosa		21%
Sagunto		20%
Otras participaciones		% capital social
NATURCORP		9,39 %
GASNALSA		10 %

Fuente: GAS NATURAL

GAS NATURAL ha suscrito un acuerdo con IBERDROLA, S.A. por el que el primero se obliga a vender y el segundo a adquirir, determinados activos y participaciones. Según indica el notificante, el citado acuerdo tiene por objeto, en parte, facilitar la ejecución de las enajenaciones que forman parte de la notificación a los efectos de que se lleven a cabo de forma rápida y efectiva. El citado acuerdo fue firmado con fecha 5 de septiembre de 2005, fecha en que la Oferta Pública de Adquisición de Acciones fue presentada ante la CNMV.

El compromiso de compra-venta está sujeto a que GAS NATURAL, mediante la adquisición de una participación mayoritaria en ENDESA, y por medio de los órganos societarios de ésta, pueda disponer sobre dichos activos o participaciones y a que ello sea compatible con la decisión que adopten las Autoridades Competentes.

Según consta en el mismo, disponible en la CNE, los activos y participaciones a transmitir son los siguientes:

- Participación del 65 por ciento en SOCIÉTÉ NATIONALE DÉLECTRICITE ET DE THERMIQUE.
- Conjunto de activos de generación de energía eléctrica en Italia, procedentes de la filial italiana de ENDESA, previo acuerdo con el consorcio de la citada filial en Italia. Concretamente, se refieren los activos de generación situados en Fiume Santo, Travazzano, Cotronei Cantazaro. Este conjunto de activos incluyen adicionalmente los derechos derivados del acuerdo con GAMESA para el desarrollo de energía eólica en Italia. Los activos de Travazzano se dividirán en dos paquetes, correspondiendo a IBERDROLA el CCGT de 800 MW y un grupo de fuel oil de 320MW.
- Activos de generación y distribución eléctrica del sistema insular balear. Con respecto a la actividad de distribución eléctrica se venderá toda la totalidad de la distribución en Baleares.

- Cesión de activos de distribución de gas por un volumen de 1.250.000 puntos de suministro, ubicados en las Comunidades Autónomas de Baleares, Valencia, Murcia y Madrid.
- Activos de generación de energía eléctrica, concretamente:
 - ✓ Las cuatro unidades de carbón actuales y las instalaciones mineras anexas de As Pontes.
 - ✓ Las tres unidades de carbón actuales y las instalaciones mineras anexas de Teruel.
 - ✓ La unidad de fuel-gas actual de Foie y el proyecto en desarrollo de central de ciclo combinado a gas.

En relación a los proyectos de ciclo combinado, la capacidad prevista a ceder asciende a 1.200MW.

El citado acuerdo establece el siguiente régimen para las transmisiones:

- a) Las operaciones de transmisión están sujetas a que GAS NATURAL haya tomado el control de ENDESA, mediante la adquisición de una participación mayoritaria, y por medio de los órganos societarios de ésta, pueda disponer sobre los activos o participaciones.
- b) [...]
- c) [...]
- d) [...]
- e) La adquisición de los activos y participaciones por cualquiera de las partes estará condicionada a la obtención de las autorizaciones establecidas en la normativa aplicable y eventuales consentimientos de otros terceros.
- f) [...]
- g) [...]

h) [...]

i) [...]

j) [...]

k) [...]

l) [...]

m) [...]

[...]

[...]

6 ACTIVIDADES DE LAS PARTES INTERVINIENTES

Tal y como se recoge en el escrito de notificación de la operación de concentración, GAS NATURAL SDG, S.A. es una sociedad española admitida a cotización en Bolsas y Mercados Españoles, y que no pertenece a ningún grupo de empresas conforme al artículo 42 del Código de Comercio y artículo 4 de la Ley 24/1988, del Mercado de Valores. Es una empresa conjunta de plenas funciones controlada por REPSOL YPF y LA CAIXA, que tienen una participación del 30,847% y del 33,060% en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A., respectivamente.

GAS NATURAL SDG, S.A. agrupa a diferentes sociedades presentes, sobre todo, en las actividades de aprovisionamiento, distribución y comercialización de gas natural y gas natural licuado fundamentalmente en España, Italia y Latinoamérica.

Pueden destacarse las siguientes sociedades del grupo GAS NATURAL en relación con las actividades que realizan:

- Las actividades *midstream* de GAS NATURAL para GNL, que están en un estadio inicial de desarrollo, se llevan a cabo a través de la sociedad REPSOL-GAS NATURAL LNG, S.L.
- Respecto a la actividad de aprovisionamiento, se realiza a través de la sociedad GAS NATURAL APROVISIONAMIENTOS, S.A. SAGANE es, por su parte, la sociedad de GAS NATURAL titular de los contratos de aprovisionamiento en Argelia.
- SAGANE a su vez es titular del 72,6% y del 72,35% del capital de EUROPE MAGREB PIPELINE, LTD. Y METRAGAZ S.A., respectivamente. A través de ambas sociedades se explota y opera el gasoducto Magreb-Europa.
- La comercialización de gas natural y electricidad a clientes finales se realiza a través de GAS NATURAL COMERCIALIZADORA S.A. y GAS NATURAL SERVICIOS, S.A. GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. actúa como adquirente de electricidad para ambas en el mercado organizado.
- GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. engloba también los activos de generación eólica.
- GAS NATURAL INTERNACIONAL agrupa las actividades fuera de España.
- La distribución de gas natural en España se realiza a través de once sociedades distribuidoras que desarrollan su actividad en las diferentes Comunidades Autónomas: GAS NATURAL SDG, COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE GAS S.A., GAS MURCIA, S.A., GAS ANDALUCÍA, S.A., GAS CASTILLA-LA MANCHA, S.A., GAS CASTILLA Y LEÓN, S.A., GAS NAVARRA, S.A., GAS RIOJA, S.A., GAS CANTABRIA, S.A., GAS GALICIA, S.A. y GAS LA CORUÑA, S.A.

Adicionalmente GAS NATURAL posee una participación del 17,8%¹ en ENAGAS, si bien sólo ejerce derechos de voto por el 5% de acuerdo con la Disposición adicional 20ª de la Ley de Hidrocarburos. Por otra parte, tiene una participación del 35% en GAS ARAGÓN,

¹ Fuente: www.ENAGAS.es
20 de diciembre de 2005

empresa controlada por ENDESA, del 9,39% en NATURCORP, del 10% en GAS NATURAL DE ÁLAVA y del 5,143% en OMEL.

Con fecha 1 de octubre de 2005, GAS NATURAL SDG, S.A. ha segregado a favor de GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN S.A. y GAS NATURAL TRANSPORTE S.L. las actividades de distribución y transporte secundario de gas.

En cuanto a la actividad de distribución de energía eléctrica, GAS NATURAL es propietaria de tres empresas distribuidoras, ELECTRA DE ABUSEJO, S.L., DISTRIBUIDORA ELECTRICA NAVASFRIAS, S.L. y GAS NATURAL DISTRIBUCION ELECTRICA. S.A.

Por otro lado, ENDESA S.A. es una sociedad española que cotiza en Bolsas y Mercados Españoles, en la Bolsa de Nueva York y en la Bolsa Off-Shore de Chile. Su actividad principal es la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en España, Italia, Francia, Portugal, Polonia, Marruecos, Turquía y Latinoamérica, estando presente también en el sector del gas natural, comercializando y distribuyendo.

Las principales empresas de ENDESA son las siguientes:

- ENDESA GENERACIÓN, que concentra los activos de generación y minería de ENDESA en España, procedentes de la integración de sus filiales, excepto GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A.U. y UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A.U., participadas al 100% por ENDESA GENERACIÓN.
- ENDESA RED, creada como culminación del proceso de integración de las compañías de distribución de gas y electricidad de ámbito territorial de ENDESA en España. Esta sociedad agrupa, entre otras, a ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. Y ENDESA GAS, S.A.
- ENDESA ENERGÍA, creada para realizar actividades de comercialización en el mercado liberalizado de gas y electricidad.

- ENDESA SERVICIOS, integra el conjunto de los servicios de apoyo a cada una de las sociedades participadas por ENDESA.
- ENDESA PARTICIPADAS, es el resultado de la nueva organización implantada en 2004, por la que se acordó la escisión parcial y traspaso de determinados activos de ENDESA DIVERSIFICACIÓN como consecuencia de la eliminación de esta línea de negocio. ENDESA PARTICIPADAS mantiene las participaciones de ENDESA en las compañías AUNA, EUSKALTEL y SMARTCOM.
- ENDESA EUROPA, creada con el objetivo de centralizar en una sola compañía la administración y gestión de las participaciones de ENDESA en Europa. Las participaciones en Europa son las siguientes: ENDESA ITALIA (Italia), SNET y SOPROLIF (Francia) y ENDESA TRADING.
- ENDESA INTERNACIONAL, gestiona la presencia de ENDESA en el mercado latinoamericano, asumiendo la gestión de un amplio número de empresas, en las que sus participaciones en el capital social le otorgan una posición de control, principalmente: ENERSIS, ENDESA CHILE Y CHILECTRA (Chile), EDESUR, COSTANERA, DOCK SUD y EL CHOCÓN (Argentina), CIEN, ENDESA FORTALEZA, AMPLA y COELCE (Brasil), EMGESA y CODENSA (Colombia), EDEGEL Y EDELNOR (Perú).

7 MERCADOS RELEVANTES DE PRODUCTO Y GEOGRÁFICO

La delimitación del mercado relevante tiene una influencia decisiva en la valoración de una operación de concentración desde el punto de vista de la competencia. El objetivo que persigue es definir los límites dentro de los cuales se produce la competencia entre empresas para identificar, de esta forma, las restricciones a las que éstas se enfrentan en el desarrollo de su interacción competitiva tanto presente como futura.

Tradicionalmente se han considerado dos dimensiones distintas en la delimitación del mercado relevante: la definición del producto y la del área geográfica.

En este sentido, la Comisión Europea señala en su Comunicación² relativa a la definición del mercado de referencia a efectos de la normativa en materia de competencia, que *“el objetivo de definir un mercado en sus dos dimensiones, de producto y geográfica, es identificar a aquellos competidores de las empresas en cuestión, que son capaces de restringir su comportamiento y de impedirles que actúen sin sentirse sometidas a una presión competitiva eficaz.”*

En definitiva, el análisis de los mercados relevantes trata de identificar el conjunto de empresas que compiten entre sí, por el tipo de producto que venden (mercado de producto) y por la dimensión geográfica en la que lo hacen (mercado geográfico).

7.1 Mercado relevante de producto

Tal y como dispone el Servicio de Defensa de la Competencia en su Comunicación sobre los *“Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas por parte del Servicio de Defensa de la Competencia”*, el criterio principal para determinar el producto relevante o conjunto de productos que, por sus características, forman parte de un mismo mercado, es su sustituibilidad por el lado de la demanda. Además, la definición del mercado de producto puede considerar también la sustituibilidad por el lado de la oferta, teniendo en cuenta aquellos operadores que pueden estar en disposición de ofertar un determinado producto o servicio en el mercado como reacción a una subida significativa del precio.

En el ámbito comunitario se define como mercado de producto, a aquel que *“comprende la totalidad de los productos y servicios que los consumidores consideren intercambiables o sustituibles por razón de sus características, su precio y el uso que se prevea hacer de ellos³”*.

En el asunto objeto del presente informe consistente en la adquisición del control de ENDESA por parte de GAS NATURAL, cabe distinguir dos mercados de producto

² *“Comunicación de la Comisión Europea relativa a la definición del mercado de referencia a efectos de la normativa comunitaria en materia de competencia”* (DOCE C372 de 09/12/1997).

³ Definición de la Comisión Europea en el formulario de notificación de la concentración.
20 de diciembre de 2005

relevantes, el de la electricidad y el del gas natural. Esto es así en tanto que, a pesar de la fuerte interrelación existente entre los mercados energéticos de gas y electricidad, ambos presentan diferencias notables: su modo de obtención, la posibilidad de almacenamiento, los medios de transporte de ambos, cauces de distribución, características de instalaciones, puntos de consumo, etc.

Ello comporta que no exista más que una sustituibilidad parcial entre ambos desde el punto de vista de la demanda, lo que ha determinado que multitud de decisiones de los organismos comunitarios y españoles de defensa de la competencia hayan estimado la existencia de dos mercados de producto diferenciados: la electricidad y el gas natural. Así lo ha entendido igualmente esta Comisión en los informes emitidos sobre los proyectos de concentración en el sector eléctrico y en el sector del gas (en el sector eléctrico se señalan los informes sobre los proyectos UNION FENOSA/HIDROCANTABRICO y ENDESA/IBERDROLA, entre otros; y en el sector del gas se puede citar el informe PLANTA DE SAGUNTO).

También en el expediente de concentración ENDESA/GAS NATURAL⁴, el Tribunal de Defensa de la Competencia considera dentro del mercado relevante de producto únicamente el gas natural, como lo hace igualmente el Servicio de Defensa de la Competencia en su informe sobre PLANTA DE REGASIFICACION DE SAGUNTO, S.A.⁵

El SDC en los informes GAS DE ASTURIAS/GAS FIGUERES y PLANTA DE REGASIFICACION DE SAGUNTO indica que *“a pesar de la progresiva convergencia de los mercados energético, dadas las todavía limitadas posibilidades de sustitución existentes, las Autoridades de Defensa de la Competencia españolas y comunitarias han considerado en diversos precedentes que el gas natural es un producto distinto de otras fuentes de energía como el petróleo y sus derivados o la electricidad. En particular, aunque actualmente existe una estrecha vinculación entre gas y electricidad, todavía se*

⁴ Expediente C38/99 relativo a dos operaciones de concentración consistentes, la primera en la toma de control conjunto de GAS ARAGÓN, S.A., por ENDESA, S.A. y GAS NATURAL SDG, S.A.; y la segunda, la toma de una participación del 20% en GAS ANDALUCIA, S.A. por ENDESA, S.A.

⁵ Informe del SDC N-271 PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO
20 de diciembre de 2005

deben considerar mercados de producto separados, ya que se mantienen importantes diferencias tanto desde el punto de vista de la oferta como de la demanda, que limitan su sustituibilidad. Entre dichas diferencias destacan las siguientes: su modo de obtención (el gas en yacimientos y la electricidad en instalaciones construidas al efecto), las características de sus instalaciones, su almacenabilidad (siendo el gas almacenable y la electricidad no), sus medios de transporte (gasoductos o buques metaneros, frente a redes de tensión), sus cauces de distribución, su importancia relativa en el balance de energía final y sus usos (siendo universales los de la electricidad, algunos de carácter exclusivo como la iluminación o la producción de reacciones químicas, y otros comunes con otras fuentes de energía de usos más restringidos como el gas, utilizado para usos de calefacción, agua caliente y cocina.)”

Por su parte en el informe sobre el expediente de concentración ENDESA GAS/DICOGEXSA, además de mantener la posición anteriormente descrita, el SDC manifiesta que *“no obstante, no cabe ignorar que, desde la perspectiva de la demanda, el gas y la electricidad son sustitutivos para determinados usos o prestaciones (calefacción, cocina) y que, desde una perspectiva dinámica, resulta indudable la creciente convergencia de ambos sectores, dado el uso del gas como input para la generación de energía eléctrica debido a las posibilidades que ofrece en términos de utilización flexible, eficiencia y respeto con el medio ambiente.”*

En el informe del TDC sobre la concentración ENDESA/GAS NATURAL se indica que *“la determinación del mercado relevante debe tener en cuenta, prioritariamente, las preferencias de los consumidores o, lo que es lo mismo, el lado de la demanda. La posible sustituibilidad de la oferta es un concepto importante para determinar la impugnabilidad del mercado, pero no para definir la gama de productos incluidos en el mercado relevante.”*

Cabe asimismo referirse a otros precedentes comunitarios, en los que se delimitan dos productos diferenciados de la electricidad y el gas. Esta es la posición adoptada

recientemente por la Comisión Europea en la decisión ENI/EDP/GDP⁶, así como en decisiones anteriores (AMOCO/REPSOL/IBERDROLA/ENTE VASCO DE LA ENERGÍA⁷, TRACTEBEL/DISTRIGAZ II⁸, EDISON-EDF/ISE⁹, NESTE/IVO¹⁰). La Comisión Europea defiende esta postura argumentando que, si bien puede existir cierta sustituibilidad por el lado de la demanda, ésta se produciría a muy largo plazo y requeriría cuantiosas inversiones por parte de los usuarios que deberían adaptar su equipamiento según la fuente de energía elegida.

La Comisión Europea ha aceptado la separación o diferenciación entre el gas y la electricidad concluyendo que, por el lado de la demanda, la energía eléctrica se caracteriza por la universalidad de sus usos. Es posible distinguir entre usos exclusivos (alumbrado y obtención de reacciones químicas) y los usos para los que, desde un punto de vista técnico, existiría una potencial sustituibilidad con otras fuentes de energía, como son, la tracción eléctrica y la producción de calor. La sustituibilidad técnica está vinculada sólo a los usos no exclusivos, en particular a la producción de calor, convirtiéndose en una sustituibilidad imperfecta cuando la electricidad se produce a partir de otra fuente de energía, siendo, en este caso mayor el coste de producción. La Comisión Europea considera que esta sustituibilidad podría tener lugar a largo plazo puesto que implica diferentes equipos o instalaciones, en función de la fuente de energía elegida.

Por el lado de la oferta, la Comisión Europea considera que cada fuente de energía tiene unas características diferentes en relación a la producción, el almacenamiento o el transporte. La necesidad de inversiones específicas y significativas en cada caso apoya la teoría de la consideración del gas y la electricidad de forma diferenciada.

Esta teoría se mantiene en la reciente decisión de la Comisión Europea en el caso del expediente de concentración ENI/EDP/GD, en la que se indica que la mayoría de los consumidores declaran que no considerarían un cambio de gas a electricidad, o

⁶ COMP/M.3340 ENI/EDP/GDP

⁷ COMP/M.1190 AMOCO/REPSOL/IBERDROLA/ENTE VASCO DE LA ENERGÍA

⁸ COMP/M.493 TRACTEBEL/DISTRIGAZ II

⁹ COMP/M.568 EDISON-EDF/ISE

¹⁰ COMP/M.931 NESTE/IVO

viceversa, incluso en el caso de un incremento significativo en el precio de uno de las fuentes de energía, siendo la razón principal de este comportamiento los elevados costes que implicaría el cambio, puesto que se precisarían inversiones considerables para ajustar o adaptar las instalaciones a la nueva forma de energía.

No obstante la definición de mercados de producto separados de gas y electricidad, cabe resaltar la creciente convergencia entre estos sectores, como muestra el proceso de entrada de muchas empresas eléctricas en la industria del gas y viceversa. Esta convergencia se debe principalmente a tres factores. En primer lugar, existe una tendencia consolidada a nivel nacional y mundial a emplear el gas natural en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado, por su eficiencia y menor impacto medioambiental con respecto a otros combustibles fósiles. En segundo lugar, en estos últimos años se está difundiendo en España y otros países europeos el suministro conjunto de gas y electricidad, especialmente para los consumidores domésticos, como parte de la estrategia de captación de clientes de los grandes grupos energéticos. Finalmente, existen múltiples casos de reorganizaciones empresariales dirigidas a concentrar la gestión de las infraestructuras de gas y electricidad en una única unidad de negocio.

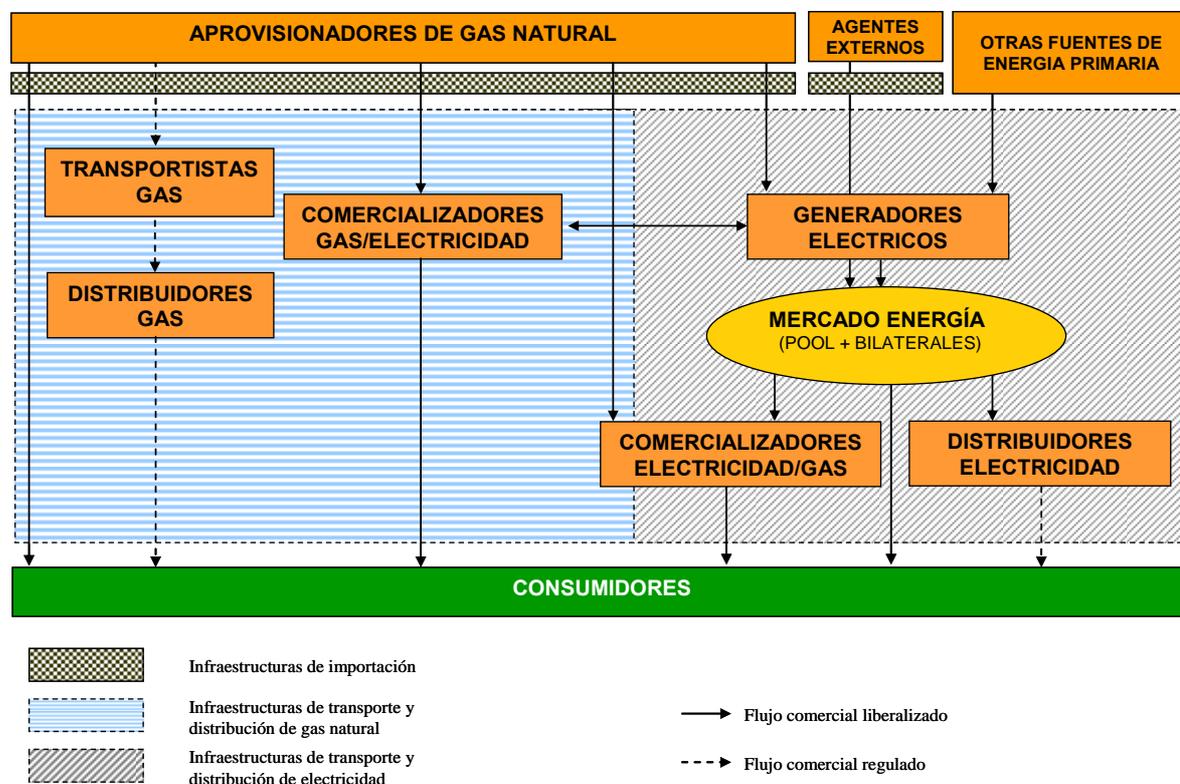
A la luz de estas consideraciones y de la naturaleza de la operación en estudio, este informe no solo realiza un análisis del impacto horizontal de la operación en los mercados relevantes de gas y electricidad, sino también considera sus efectos verticales, relacionados en particular con el uso del gas en generación eléctrica, y sus efectos de conglomerados, asociados con el arbitraje del gas entre mercado convencional y de generación, la realización de ofertas conjuntas de gas y electricidad y la integración entre redes de distribución y comercialización de ambos productos.

De forma consistente con esta visión, en el Cuadro 2 se describe el funcionamiento de los sectores del gas y de la electricidad en España, enfatizando la existencia de flujos comerciales a precio regulado y libre, las relaciones existentes entre gas y electricidad y la importancia del acceso a las infraestructuras para el ejercicio de las actividades de generación eléctrica y suministro de ambos productos.



Comisión
Nacional
de Energía

Cuadro 2 Principales relaciones comerciales en los sectores del gas y de la electricidad en España



Fuente: CNE

Cada actividad representada en el Cuadro 2 tiene una naturaleza distinta, atendiendo en particular a su papel en la cadena de suministro, a las características de demandantes y oferentes y a las condiciones de entrada. Además, el hecho de que algunas actividades tengan la condición de liberalizadas y otras de reguladas, hace especialmente apropiado realizar una definición más detallada de los mercados relevantes de gas y electricidad.

7.1.1 Mercado de producto del gas natural

La cadena del suministro de gas natural comienza con la fase del aprovisionamiento. En España, debido a la escasez de yacimientos de gas natural, la casi totalidad del gas que abastece la demanda se importa de productores o intermediarios en los mercados internacionales. El gas importado es introducido en el sistema gasista nacional mediante

unos puntos de entrada por gasoducto, si se trata de gas canalizado,¹¹ o por planta de regasificación¹² si se trata de Gas Natural Licuado (GNL). Los comercializadores adquieren el gas importado de los proveedores y lo revenden a los consumidores finales (o a otros comercializadores) a precios libremente pactados. Además, la legislación vigente prevé que los consumidores puedan optar por un suministro a tarifa regulada, cuya responsabilidad recae sobre transportistas y distribuidores como se desprende del Cuadro 2. Todas las actividades de aprovisionamiento y suministro requieren la contratación del acceso a las infraestructuras de entrada en primer lugar, y a las redes de transporte (y en su caso de los almacenamientos) y distribución en segundo lugar, para asegurar que el gas se transmite a los puntos de consumo final.

El artículo 60 de la Ley de Hidrocarburos establece que la regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas, mientras la comercialización y el aprovisionamiento son actividades que se ejercen libremente y su régimen económico se determina por las condiciones negociadas entre las partes.

En cuanto a los agentes económicos implicados en la operación ambos participan en casi todos los eslabones de la cadena del gas natural. ENDESA está presente en aprovisionamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural. A esto se añade su participación en el proyecto del gasoducto internacional de Medgaz, que a partir de 2009 añadirá un nuevo punto de entrada por gasoducto al sistema gasista español, y en varios proyectos de plantas de regasificación de GNL que están actualmente en construcción (REGANOSA, PLANTA REGASIFICADORA DE SAGUNTO y GASIFICADORA DE CANARIAS). Por su parte, GAS NATURAL está activo en aprovisionamiento, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural.

¹¹ Las conexiones internacionales existentes son: Larrau (Francia), Tarifa (Argelia) y Badajoz y Tuy (Portugal).

¹² Existen actualmente cuatro plantas de regasificación, situadas en Barcelona, Huelva, Cartagena y Bilbao.
20 de diciembre de 2005

A la vista de las áreas en las que se encuentran presentes los grupos ENDESA y GAS NATURAL, y atendiendo al solapamiento o coincidencia de las actividades, se consideran afectados por esta operación los mercados de aprovisionamiento y comercialización. Además, se considera que las actividades reguladas de transporte, regasificación y distribución resulten también afectadas y deben ser examinadas debido a su incidencia sobre el desarrollo de las actividades en competencia de aprovisionamiento y comercialización.

7.1.1.1 Actividades reguladas: transporte y distribución de gas natural

7.1.1.1.1 Transporte de gas natural

De acuerdo con el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos, las infraestructuras de transporte comprenden las instalaciones incluidas en la Red Básica y las redes de transporte secundario. La primera incluye los gasoductos de transporte primario (presión máxima superior a 60 bares), las plantas de regasificación, los almacenamientos estratégicos, las conexiones con yacimientos o almacenamientos y las conexiones internacionales. Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima entre 16 y 60 bares.

Las infraestructuras de transporte de gas natural existentes en la actualidad en España se componen de cuatro plantas de regasificación de gas natural licuado en explotación, más de 8.000 Km. de gasoductos de transporte, dos almacenamientos subterráneos, nueve estaciones de compresión, tres yacimientos y cuatro conexiones internacionales (con Marruecos, Francia y dos con Portugal), además de numerosas plantas satélite de GNL y otras instalaciones auxiliares.

El artículo 68 de la Ley de Hidrocarburos asigna a los transportistas dos obligaciones principales: (1) el desarrollo, operación y mantenimiento de las instalaciones; y (2) *“las adquisiciones del gas natural necesarias para atender las peticiones de suministro de otros transportistas, así como de los distribuidores conectados a sus redes”*. Así, los transportistas ofertan dos tipos de productos claramente distintos: la gestión de las redes y el suministro de gas a precio regulado. Es por tanto conveniente analizarlos de forma separada.

En lo que concierne la gestión de las redes, se observa que cada una de las infraestructuras de transporte atiende un papel distinto en el funcionamiento del sistema. En particular, desde el punto de vista de los usuarios, es útil distinguir entre infraestructuras necesarias para la importación del gas natural, que comprenden las conexiones internacionales por gasoducto y las plantas de regasificación y que tienen cierto grado de sustituibilidad entre ellas, y otros elementos que sirven para garantizar el transporte y la seguridad del suministro dentro del sistema gasista español. El acceso a las infraestructuras de entrada es indispensable para permitir la inmisión del gas en el sistema gasista nacional: el derecho a su libre acceso constituye un factor esencial para la competencia en el aprovisionamiento de gas. Por otra parte, el acceso a las infraestructuras de transporte internas al sistema es más relevante para permitir la competencia entre comercializadores, aún cuando puede, en ocasiones, limitar la capacidad de las infraestructuras de entrada.

En cualquier caso, el marco regulatorio existente, y en particular el artículo 70 de la Ley de Hidrocarburos y sus desarrollos reglamentarios, establece el derecho de acceso de terceros en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias. Este derecho se concreta en la existencia de peajes y otras condiciones de acceso reguladas y en el progresivo establecimiento de ENAGAS como gestor independiente del sistema gasista. GAS NATURAL es todavía propietaria del 17,80% de ENAGAS, pero sólo ejerce derechos de voto en ENAGAS por un 5% y tiene que reducir su participación a un máximo del 5% antes del 30 de diciembre de 2006, de acuerdo con la Disposición Adicional 20ª de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, modificado por el artículo 92 de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

En lo que concierne el papel de los transportistas como aprovisionadores de gas, se trata en realidad de un *input* a precio regulado, y por tanto de una parte integrante, del suministro a tarifa regulada que realizan los distribuidores. Como se discute más a fondo en el apartado 7.1.1.2.2 sobre comercialización, este producto podría considerarse como un sustituto del suministro libre, aún cuando existen argumentos para mantener los dos tipos de suministro como mercados de producto separados.

7.1.1.1.2 *Distribución de gas natural*

De acuerdo con el artículo 73 de la Ley de Hidrocarburos, modificado por el artículo 7.10 del Real Decreto-Ley 6/2000, las instalaciones de distribución de gas natural comprenden *“los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica de transporte secundario.”* Normalmente, las redes de presión de diseño entre 16 y 4 bar alimentan a los clientes industriales, grupo reducido de consumidores que concentran la mayor parte del consumo, y a las redes con presión inferior a 4 bares, que suministran a los consumidores doméstico-comerciales cuyo número es elevado aunque su consumo unitario es pequeño.

De forma análoga a cuanto previsto para los transportistas de gas, la Ley de Hidrocarburos, en el artículo 74, asigna a los distribuidores dos tipos de obligaciones fundamentales: (1) el desarrollo, operación y mantenimiento de las redes; y (2) el suministro a tarifa. Por tanto, también para los distribuidores estas dos actividades configuran dos productos distintos, sin relación de sustituibilidad entre ellos desde el punto de vista de la demanda de los usuarios.

Como gestores de redes, los distribuidores deciden sobre posibles denegaciones del derecho de acceso de terceros, en el marco del artículo 76 de la Ley de Hidrocarburos y sus desarrollos reglamentarios, y gestionan toda la información relacionada con los puntos de suministro, en particular los perfiles de consumo, como los perfiles de consumo, la información histórica del consumidor, las pólizas de contratación, etc.. Estos aspectos indican que la gestión de redes es una actividad con gran incidencia potencial sobre la competencia en comercialización, sobre todo teniendo en cuenta el alto grado de integración vertical entre distribuidores y comercializadores que ostentan tanto GAS NATURAL como ENDESA, y justifican en definitiva la consideración de la gestión de redes como actividad separada.

En este sentido, es conveniente mencionar el precedente de la operación de concentración ENDESA/GAS NATURAL¹³ en el ámbito de la distribución de gas natural, en el que el Gobierno rechazó la operación en base a consideraciones relativas a los efectos de la misma en los mercados de distribución y comercialización de gas natural, teniendo en cuenta el argumento de la necesidad de preservar una competencia referencial en el ámbito de la distribución, así como la incidencia de la concentración sobre el desarrollo futuro de la comercialización.

Como suministradores, los distribuidores pagan por un lado un precio de cesión, fijado administrativamente, por el gas adquirido a los transportistas y, por otro lado, reciben una tarifa regulada por el gas vendido a los consumidores finales que deciden no acudir al mercado liberalizado. En el apartado 7.1.1.2.2 se analiza en que medida el producto “suministro a tarifa” podría considerarse como parte integrante de un único mercado de suministro, conjuntamente con la comercialización.

7.1.1.2 Actividades liberalizadas: aprovisionamiento y comercialización de gas natural

7.1.1.2.1 Abastecimiento / aprovisionamiento de gas natural

A los efectos del presente Informe, se entiende por abastecimiento las actividades comerciales fuera del sistema gasista español pero que tienen como fin, directo o indirecto, el aprovisionamiento de gas natural al mercado nacional; y por actividad de aprovisionamiento la llevada a cabo por los comercializadores y transportistas que incorporan gas para el mercado a tarifa, así como los consumidores cualificados que así lo decidieran.

El abastecimiento o mercado mayorista es el primer eslabón en la cadena del suministro de gas natural. De acuerdo con el artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos, los sujetos que pueden realizar adquisiciones de gas en este mercado mayorista son los transportistas,

¹³ Acuerdo del Consejo de Ministros de 31 de julio de 1999, Orden de 6 de septiembre de 1999, BOE de 1 de octubre de 1999, relativa a la toma de control conjunto de GAS ARAGÓN, S.A., por ENDESA, S.A. y GAS NATURAL, S.A. y en la toma de una participación del 20% en GAS ANDALUCÍA, S.A. por ENDESA, S.A.

con destino final al mercado regulado, los comercializadores y los consumidores cualificados. Por el lado de la oferta se encuentran los productores, en gran medida internacionales, puesto que la disponibilidad de producción nacional es casi nula, las empresas abastecedoras o de *trading* sin presencia en el mercado nacional y los comercializadores con presencia en el sistema gasista español.

Puesto que, desde enero de 2003, todos los consumidores son cualificados, todos ellos tienen el derecho de comprar gas en el mercado mayorista y en principio este podría considerarse como una alternativa a la adquisición de gas en el mercado minorista. Sin embargo, el acceso al mercado mayorista presenta una barrera importante, en términos de volúmenes de gas contratado, para la gran mayoría de consumidores: demandas por debajo de 0,1-0,2 bcm difícilmente encontrarían ofertas en este mercado. Además, la adquisición directa del gas en el mercado mayorista requeriría que el consumidor final, en lugar del comercializador, realizara directamente los necesarios contratos para el acceso al sistema con los titulares de las infraestructuras de transporte y distribución. Debido a estos factores, en la práctica casi ningún consumidor, aún cuando sea de gran tamaño, adquiere gas en el mercado mayorista, lo que justifica su consideración como mercado separado del mercado minorista.

Al tratarse de una actividad liberalizada, en el mercado de aprovisionamiento las transacciones son libremente negociadas entre las partes. Sin embargo, cabe destacar que, en el mercado geográfico relevante para España, como se define a continuación y se explica más en el apartado 8.1.1.2 y en el Anexo D, los intercambios tienen lugar mediante contratos bilaterales confidenciales y no existe un mercado organizado con precios visibles y contratos estándares que permitan una comparación directa de las ofertas disponibles.

7.1.1.2.2 Comercialización de gas natural

Como se desprende de la Ley de Hidrocarburos, la actividad de comercialización de gas natural es una actividad liberalizada que desarrollan empresas comercializadoras debidamente autorizadas. Comprende la adquisición de gas para su venta a los consumidores u a otros comercializadores, en términos económicos libremente pactados

entre las partes, accediendo, para ello, a las instalaciones gasistas propiedad de terceras empresas, de acuerdo con las condiciones establecidas en la legislación vigente.

La liberalización del mercado a partir del 1 de enero de 2003 podría llevar consigo valoraciones relativas a la definición del mercado de suministro a consumidores finales, sobre cuya base podría considerarse como parte de un mismo mercado tanto el suministro a tarifa como el suministro a precios liberalizados¹⁴. Esta consideración se basa en la sustituibilidad entre estos dos tipos de suministro para los consumidores y en particular sobre los siguientes factores: (1) la tarifa integral de gas constituye una referencia fundamental para la fijación del precio de las transacciones en el mercado libre; y (2) los consumidores que ejercen su derecho de elección tienen cierta flexibilidad para volver al régimen tarifario¹⁵. Estas características justifican en principio la consideración de un único mercado relevante de venta al por menor de energía.

Sin embargo, desde la perspectiva de la oferta, es importante resaltar una diferencia importante entre mercado regulado y el mercado libre. En el primero los distribuidores tienen una obligación legal de abastecer la demanda a tarifa regulada, cuyos tipos difieren por categorías de consumidores. Al contrario, los comercializadores elaboran sus ofertas de precio y cantidad según una estrategia empresarial de captación de clientes y teniendo en cuenta la respuesta de sus competidores. Por tanto, las cuotas de mercado de comercializadores y distribuidores tienen significados diferentes y no son directamente comparables. Para un distribuidor la cuota es una variable en gran medida no controlable, que indica cierto grado de permanencia de los consumidores en el sistema regulado, dado el nivel de las tarifas. Para un comercializador, la cuota resulta, entre otros factores, de su propia estrategia competitiva y de la interacción con otros comercializadores. Estos

¹⁴ Según información disponible en la CNE, y correspondiente al 2004, la proporción del consumo suministrado a través del mercado liberalizado fue del 80 por ciento, frente al 71 por ciento en 2003, 55 por ciento en 2002 y 38 por ciento en 2001.

¹⁵ El Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, limita la posibilidad de vuelta al mercado regulado de los grandes consumidores de gas. En particular, la Disposición Adicional Primera establece que los consumidores con consumo anual igual o superior a 100 GWh solo podrán solicitar el cambio del mercado liberalizado al mercado regulado transcurrido un periodo mínimo de permanencia en el mercado liberalizado de tres años.

argumentos inducen a realizar un análisis separado del mercado de suministro a tarifa y a precio libre.

Dada la existencia de cierta controversia sobre este tema, es útil mencionar las posiciones que han venido expresando hasta la fecha las distintas autoridades de competencia, nacionales y europeas, y las empresas involucradas en esta operación.

El SDC en el expediente Gas de Asturias/Gas Figueres¹⁶, estimó que la apertura total del mercado de gas a partir del 1 de enero de 2003, podía *“llevar en el futuro a considerar un solo mercado de venta minorista de gas natural a consumidores finales”*. Sin embargo, matiza el Servicio que *“la falta de desarrollo normativo y técnico para ejercitar el derecho de elección anterior, así como el limitado uso del citado derecho por parte de consumidores que hasta el 1 de enero de 2003 eran considerados clientes a tarifa y la posibilidad de que, durante un período de tres años desde el momento en que un consumidor hubiera ejercido por primera vez su condición de cualificado, dicho consumidor opte por seguir adquiriendo el gas a un comercializador en las condiciones libremente pactadas o adquirirlo al distribuidor a tarifa, permiten seguir considerando por el momento la distribución y la comercialización de gas natural como mercados de producto diferentes, aunque estrechamente relacionados entre sí”*.

Por su parte, GAS NATURAL indica en la documentación sobre la operación notificada que el mercado afectado por la misma es el de suministro minorista de gas natural a precio libre. Así, en la información remitida por GAS NATURAL se concluye en el siguiente sentido:

“Reiteramos, finalmente, que el suministro a tarifa es una actividad de transporte que corresponde a ENAGAS según la normativa regulatoria. Todos los distribuidores adquieren el gas para suministro a tarifa a dicha sociedad por lo que no hay competencia para el suministro de los distribuidores. Tampoco los distribuidores compiten entre sí para suministrar a los consumidores. Y tampoco los

¹⁶ Informe del SDC N-03001 GAS DE ASTURIAS/GAS FIGUERES
20 de diciembre de 2005

distribuidores compiten con los comercializadores en el suministro. La visión correcta del mercado obliga a considerar solamente a los consumidores, (en los dos segmentos definidos), que representan demanda existente para la oferta que existe en competencia.”

No obstante lo anterior, GAS NATURAL ofrece datos sobre cuotas de mercado correspondientes a tres hipótesis distintas: consideración conjunta del suministro a tarifa y libre, datos sobre distribución a tarifa y datos de comercialización.

A la vista de lo expuesto caben dos consideraciones. En primer lugar y dado que el ejercicio de elegibilidad sigue siendo limitado en el caso de los consumidores domésticos, se debe continuar considerando la comercialización y distribución de gas natural como dos actividades diferentes, aunque estrechamente relacionadas entre sí, lo que no obsta para que en un horizonte temporal más amplio se pueda identificar un único mercado de consumidores finales. Este criterio es consistente con el establecido para el mercado eléctrico.

En segundo lugar, se realizará el análisis de la repercusión de la operación sobre el mercado de comercialización de gas natural y los efectos de la misma en la actividad de distribución a tarifa, rebatiendo así la postura de GAS NATURAL que pasa por la consideración exclusiva de los consumidores a mercado libre.

Una vez establecido el mercado de producto afectado, caben ciertas consideraciones en relación a la diferenciación de segmentos dentro de aquel. Todos los consumidores de gas natural pueden elegir suministrarse a través de un comercializador a un precio y en unas condiciones negociadas. Sin embargo, sus características de consumo son muy diferentes y se pueden distinguir tres grandes categorías de clientes: los domésticos-comerciales, los industriales y los generadores eléctricos.

Los consumidores domésticos (grupo tarifario III) consumen pequeños volúmenes anuales, pero con un grado elevado de estacionalidad, que hacen que su suministrador tenga que incurrir en mayores costes para captar cuota de mercado, medida en términos

de energía, y en una estructura de aprovisionamientos desequilibrados entre invierno y verano. La capacidad de respuesta de este tipo de clientes ante modificaciones de precios es muy reducida, por dos razones. Por un lado, no se trata de un cliente activo e informado, dado que el coste de la energía no es una parte importante de su presupuesto y tiene inercia para seguir con su suministrador habitual. Típicamente este consumidor no compara precios, salvo con la tarifa y en ocasiones no distinguen entre empresas comercializadoras y empresa distribuidora. Por otro lado, el nivel de la calidad del servicio depende del distribuidor y por tanto tiende a ser la misma independientemente del suministrador.

En el grupo III de tarifa también se encuentran incluidos los clientes comerciales. Si bien los consumidores comerciales de pequeño tamaño son asimilables a los clientes domésticos, existen clientes de gran tamaño (centros comerciales, polideportivos, etc.) cuya demanda y características pueden ser más asimilables a las de los clientes industriales.

Los consumidores industriales, de los grupos II y I, son clientes que conocen muy bien las características de su demanda y, en general, las características del mercado del gas. Pueden resultar mucho más sensibles al precio, por ser un factor de producción, en algunos casos, esencial en su proceso productivo y que les lleve a tomar decisiones que afecten directamente al volumen de producción, o porque son capaces de sustituirlo por otra fuente de energía.

Por último, dentro del mercado liberalizado se encuentran los nuevos ciclos combinados de generación de energía eléctrica a partir del gas natural. Muchas de estas centrales tienen contratos de suministro a largo plazo (15-20 años) que han sido negociados antes de comenzar el proyecto (requisito indispensable generalmente para obtener la financiación del mismo). Éste puede ser el caso de los nuevos entrantes en el mercado de generación, generadores independientes que pertenecen a empresas energéticas multinacionales, pero cuyas filiales funcionan de forma autónoma (ejemplos: AES suministrada por Gaz de France, BBK suministrada por Shell, etc...). Por otro lado, están también los ciclos combinados que pertenecen a empresas españolas, como GAS

NATURAL, Iberdrola o Unión Fenosa, que cuentan con aprovisionamientos propios y que pueden destinar gas tanto al mercado de generación como al mercado convencional, en función de los precios relativos de ambos mercados. Incluso hay otros casos, como el ciclo combinado de BBE, que inicialmente contaba con sus propios aprovisionamientos como consumidor cualificado y que se ha convertido en agente comercializador para vender las cantidades excedentarias de gas a otros comercializadores.

La Comisión Europea en su reciente decisión relativa al expediente de concentración EDP/ENI/GDP también realiza una distinción análoga entre varios mercados de producto dentro del suministro de gas natural, diferenciando por tipo de cliente, en virtud de las diferencias probadas entre las categorías de clientes. Dichas diferencias se ponen de manifiesto en las necesidades y patrones de consumo; en el tipo, duración, flexibilidad y condiciones de los contratos; en los márgenes y precios; en las relaciones y necesidades comerciales; en la dinámica de crecimiento o evolución; y en el uso del gas adquirido.

Por otra parte, GAS NATURAL, en la documentación aportada, considera que el mercado relevante afectado por la operación es el de suministro minorista de gas natural a clientes finales, distinguiendo entre: (1) clientes domésticos-comerciales y (2) grandes consumidores industriales (consumidores industriales y consumidores de gas para generación de energía eléctrica).

GAS NATURAL manifiesta que la definición de mercado de producto que la Comisión Europea recoge en su decisión ENI/EDP/GDP, expuesta anteriormente, no es de aplicación al mercado español debido a las diferencias inherentes a ambos mercados, tanto en regulación como en cuanto a la oferta y a la demanda de gas en España, indicando el retraso que sufre el mercado portugués en el proceso de liberalización al tratarse de un mercado emergente, beneficiándose de una prórroga hasta el 2007. Como consecuencia de la regulación, los consumidores domésticos serán elegibles en 2010, las centrales de ciclo combinado en 2005-2007 y los grandes clientes industriales en 2009.

GAS NATURAL considera, en la notificación, que *“no existe un mercado de suministro de gas para generación eléctrico independiente o autónomo del mercado de suministro*

minorista para grandes clientes, incluso admitiendo diferencias entre las condiciones de su demanda. Admite, sin embargo, que existe una relación vertical entre el suministro de gas para generación y el mercado de generación y suministro de energía eléctrica que debe ser analizada para despejar cualquier duda respecto a los efectos de esta Operación con relación a la posibilidad de cierre de esta demanda actual o futura. Ello hace que sea irrelevante adoptar una posición sobre la existencia o no de un mercado de gas para generación.”

Continúa exponiendo la justificación de dicha postura, en los siguientes términos:

“La razón por la cual consideramos que es irrelevante definir un mercado de suministro de gas para generación se relaciona con la “estrategia dominante” de los generadores eléctricos de internalizar sus necesidades de gas para generación mediante la entrada eficiente en el desarrollo de la competencia en las condiciones de aprovisionamiento y reventa del gas sobrante como oferta del mercado de suministro de gas en general. De esta forma el gas para generación se adquiere para producir y para su reventa a los clientes en el mercado del suministro de gas. De hecho es una de las ventajas de los generadores de electricidad dado que, en general, no tienen limitación de uso del gas que adquieren. Es claro, por lo tanto, que las condiciones de competencia del mercado llevan a una integración gradual entre el aprovisionamiento de gas y la generación y suministro de electricidad con este combustible como forma de arbitrar precios entre ambas actividades. Ello obliga a dar más importancia al examen de la oferta de suministro de gas minorista que a la simple demanda de gas para generación de electricidad. En el mismo sentido los grandes clientes industriales comienzan a valorar la posibilidad de recibir ofertas duales de gas y electricidad lo que incrementa la necesidad de apreciar la oferta de gas de los operadores eléctricos en el marco del mercado de suministro minorista.”

En relación a la postura adoptada por GAS NATURAL en su escrito de notificación pueden realizarse diversas consideraciones. En primer lugar procede referirse a lo establecido en el artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos que determina los sujetos que pueden adquirir gas natural para su consumo en España: los transportistas para su venta a otros transportistas, así como a los distribuidores que estuvieran conectados a sus

redes para atender suministros a tarifa a consumidores no cualificados; los comercializadores para su venta a los consumidores cualificados o a otros comercializadores y, finalmente, los consumidores cualificados. Además, el artículo 60.3 de la citada Ley determina que *“tendrán en todo caso la condición de consumidores cualificados los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica para el consumo de éstas cuando entren en competencia de acuerdo con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico”*

Así, las centrales de ciclo combinado son las instalaciones de generación que utilizan el gas natural como combustible y que, en consecuencia, adquieren el mismo para dicho uso. Los grandes grupos energéticos que aúnan la producción de electricidad a través de ciclos combinados y la comercialización de gas a mercado libre establecerán su estrategia de compra, pudiendo imputar el gas adquirido en el mercado de aprovisionamiento a la finalidad correspondiente según las necesidades en cada momento. La decisión sobre el volumen de gas a adquirir por parte del grupo y su imputación final es una cuestión de gestión y eficiencia económica y no elimina las diferencias existentes entre los consumidores finales del gas adquirido. No parece razonable, en consecuencia, homogeneizar las características de los distintos consumidores del gas natural mencionados, a saber, los ciclos combinados para la generación de energía eléctrica y el suministro al resto de consumidores cualificados. Los consumidores finales del gas natural y el destino de aquel son sustancialmente diferentes en ambos casos, independientemente de que la compañía del grupo dedicada al aprovisionamiento de gas opte por seguir la estrategia de compra más apropiada y más ajustada a las necesidades empresariales del grupo.

A la vista de lo expuesto anteriormente, en el caso que nos ocupa procede diferenciar el mercado de producto de suministro de gas por tipo de cliente, atendiendo a las diferencias existentes entre los distintos segmentos, diferenciando, en consecuencia, entre los siguientes mercados de suministro: (1) clientes domésticos-comerciales; (2) consumidores industriales; y (3) generadores de energía eléctrica. Esta diferenciación es consistente con la realizada por la Comisión Europea con ocasión del reciente expediente ENI/EDP/GDP.

7.1.2 Mercado de producto de la electricidad

La cadena del suministro de electricidad empieza con la actividad de generación, que se desarrolla en su mayor parte en centrales situadas en España y el resto a través de agentes externos al sistema. Tanto los generadores nacionales como los agentes externos pueden vender su producción en un mercado mayorista organizado (el pool eléctrico) o mediante contratos bilaterales. Por el lado de la demanda participan en este mercado fundamentalmente los distribuidores, que suministran la electricidad en el mercado regulado, y los comercializadores, que venden la electricidad en el mercado minorista a precios libremente pactados. Los consumidores tienen en principio tres alternativas de suministro: el suministro a tarifa, la contratación con un comercializador en el mercado minorista y la adquisición de la energía en el mercado mayorista, que es en la práctica viable solo para los consumidores más grandes. Todas las transacciones de electricidad, tanto a nivel minorista como mayorista, requieren el acceso a las redes de transporte y de distribución.

Dentro del mercado de producto de la electricidad pueden distinguirse mercados relevantes más específicos, atendiendo a la existencia de diferentes actividades (generación, transporte, distribución y comercialización), que tienen características particulares y se encuentran sometidas a una regulación específica. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece que la generación y la comercialización son actividades liberalizadas, mientras el transporte y la distribución tienen carácter regulado.

En cuanto a los agentes económicos implicados en la operación, ENDESA está presente en las actividades de generación, transporte, con una participación muy limitada, distribución y comercialización de electricidad. Por su parte, GAS NATURAL está activo en generación y comercialización de gas natural¹⁷. El grado de coincidencia más grande se observa en la actividad de generación de electricidad, debido a que ENDESA es el principal generador de electricidad y que GAS NATURAL, además de generar

¹⁷ GAS NATURAL tiene también una presencia, casi insignificante, en distribución eléctrica, mediante la propiedad de dos pequeñas distribuidoras en la provincia de Salamanca: ELECTRA DE ABUSEJO, S.L. y DISTRIBUCION ELECTRICA DE NAVASFRIAS, S.L.

electricidad, es el proveedor dominante de gas natural, el combustible utilizado en las centrales de generación de ciclo combinado.

A la vista de las áreas en las que se encuentran presentes los grupos ENDESA y GAS NATURAL, y atendiendo al solapamiento o coincidencia de las actividades, se consideran afectados por esta operación los mercados de generación y comercialización. Además, se considera que la actividad regulada de distribución debe también ser analizada, aún cuando no haya integración horizontal de actividades, de cara a los efectos verticales y conglomerales resultante de la coincidencia entre redes de gas y electricidad.

7.1.2.1 Actividades reguladas: transporte y distribución de electricidad

7.1.2.1.1 Transporte de electricidad

El transporte de electricidad es una actividad regulada cuyo objeto es su transmisión por la red interconectada con dos fines: (1) el suministro a los distribuidores o a los consumidores finales que estuvieran directamente conectados a las redes de transporte, (2) la realización de los intercambios internacionales de energía. La existencia de una red de transporte bien gestionada, accesible a terceros y con capacidad suficiente para la cobertura de la demanda es una condición esencial para el funcionamiento competitivo del mercado mayorista.

Red Eléctrica de España (REE) es el gestor de la red de transporte encargado del desarrollo, mantenimiento y gestión de la red en alta tensión, así como de las interconexiones internacionales. En la actualidad REE es el propietario de la gran mayoría de los activos de transporte existente¹⁸. La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y sus desarrollos posteriores, garantizan la independencia de REE de otras empresas eléctricas mediante una serie de límites a la participación individual y conjunta. La Ley 53/2002, de 30 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativa y del Orden Social redujo el porcentaje individual desde el 10%, que aparecía originalmente en la Ley del Sector Eléctrico, al 3%, dejando el límite a la participación conjunta en un 40%.

¹⁸ En los últimos años REE ha venido adquiriendo los activos de transporte de las empresas eléctricas. A finales de 2004 la empresa era propietaria del 98,3% de total de circuitos de 400 kV y del 68,6% de los circuitos de 220 kV. Fuente: CNE, Información básica de los sectores de la energía, 2005.

Finalmente, como consecuencia del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, el límite máximo de participación individual de las empresas eléctricas en REE se rebajó al 1%, a realizarse antes del 1 de enero de 2008.

El accionariado actual de REE mantiene el reparto siguiente¹⁹: la SEPI un 20 %, UNION FENOSA un 3 %, IBERDROLA un 3 %, ENDESA un 3 %, VIESGO un 1 % y el 70 % restante *free float*.

En consideración de la independencia de REE y de la normativa existente de acceso de terceros a las redes de transporte, se puede concluir que existe acceso abierto en condiciones de neutralidad y no-discriminación y que la operación propuesta no afecta esta situación.

7.1.2.1.2 Distribución de electricidad

De acuerdo con el Real Decreto 1995/2000, la actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores a tarifa o distribuidores que también la adquieran a tarifa. Así, como para los distribuidores de gas natural, la legislación asigna a los distribuidores eléctricos el doble papel de gestores de redes y suministradores del mercado regulado. Por tanto, se pueden identificar también en este caso dos productos distintos, la gestión de redes y el suministro a tarifa, sin relación de sustituibilidad desde la perspectiva de los usuarios.

En cuanto a la gestión de redes, los distribuidores tienen una serie de obligaciones fundamentales que incluyen el desarrollo y mantenimiento de las instalaciones en condiciones adecuadas y el cumplimiento de la regulación de acceso de terceros en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias. En esta posición los distribuidores controlan también toda la información relacionada con los puntos de suministro, como los perfiles de consumo, la información histórica del consumidor, las

¹⁹ Fuente: www.ree.es
20 de diciembre de 2005

pólizas de contratación, etc. Todos estos aspectos indican que la gestión de redes se configura como una actividad con una incidencia potencialmente elevada sobre la competencia en comercialización, sobre todo teniendo en cuenta el alto grado de integración vertical entre distribuidores y comercializadores que ostentan los principales grupos eléctricos, ENDESA entre ellos.

Como suministradores, los distribuidores adquieren electricidad en el mercado mayorista, pagando el precio de mercado, y venden electricidad a tarifa regulada a los consumidores finales que deciden no acudir al mercado liberalizado. En la medida en que la tarifa no refleja el traspaso directo del precio del mercado mayorista, como es el caso en la actualidad, los distribuidores tienen reconocido el derecho de recibir a través del sistema de liquidaciones la remuneración de la diferencia entre precio de mercado y coste de la energía incorporado en la tarifa. En el apartado 7.1.2.2.2 se analiza en qué medida el producto “suministro a tarifa” podría considerarse como parte integrante de un único mercado de suministro de la electricidad, conjuntamente con la comercialización.

La definición de mercado relevante en el ámbito de la distribución de energía eléctrica ha experimentado cierta controversia en las decisiones de las autoridades de competencia a nivel nacional e internacional.

La Comisión Europea en el caso M.2586 CE/YORKSHIRE ELECTRIC²⁰ definía la actividad de distribución como el mantenimiento y la operación de las redes empleadas para transmitir electricidad desde la red de alta tensión al punto de consumo, indicando que en numerosos casos la Comisión Europea, tras el examen del sector eléctrico en el Reino Unido, concluía que la distribución de electricidad constituye un mercado de

²⁰ “8. *The core activity of the distribution businesses is the maintenance and operation of the distribution networks which are used to transmit electricity from the national high voltage transmission network (the National Grid) to its point of consumption. These distribution networks constitute the low-tension local cables, switchgear, transformers and other associated assets, which enable electricity to be transported from nodes on the transmission network to its point of consumption.*

⁹ *In a number of previous cases, the Commission has examined the electricity sector in the UK, and found that the distribution of electricity represents a separate product market. As there are no alternative methods by which electricity can be delivered to its end-users, this conclusion remains valid.*”

producto separado, siendo esta conclusión válida hasta que no se disponga de otra alternativa para hacer llegar la energía al consumidor final.

En la decisión sobre el caso WPD/HYDER²¹, la Comisión mantenía la delimitación de mercado de producto ya realizada en su decisión EDF/LONDON²² y definía el mercado de distribución casi confundiéndolo con el mercado de transporte.

En cuanto a los precedentes adoptados por autoridades de competencia españolas, en relación con la actividad de distribución de energía eléctrica el TDC ha delimitado la misma atendiendo a las características de dicha actividad como regulada.

Así en el informe del expediente de concentración Unión Eléctrica FENOSA / Hidrocantábrico el TDC afirmaba que *“el transporte y la distribución son actividades reguladas, pero con diferencias fundamentales....Así, mientras los transportistas se centran exclusivamente en la actividad de transporte, los distribuidores, además de actuar como propietarios de redes por las que han de permitir el tránsito de energía de terceros, también actúan en la actividad de suministro a los consumidores finales.”* En definitiva, se definían las actividades de transporte y distribución en su calidad de actividades reguladas, poniendo de manifiesto las diferencias entre las mismas. En esta operación el Tribunal consideró que, si bien el transporte y la distribución son actividades reguladas, el hecho de que en la distribución estén presentes empresas que a su vez lo están en los mercados relevantes afectados por la operación, supone la necesidad de considerar dicha actividad en la evaluación de las condiciones de competencia en el mercado de generación y comercialización de energía eléctrica.

En el caso Endesa/Iberdrola²³ el TDC reconoce que, a pesar del carácter de monopolio natural del mercado de la distribución y del transporte de energía eléctrica y de su

²¹ Decisión de la Comisión COMP/M.1949, de 14 de Julio de 2000, *Western Power Distribution (wpd)/HYDER* “12.As far as transport of electricity is concerned, neither of the parties to the concentration operates high tension grids in the UK. Their only transport activity in the UK is the one previously defined as distribution, i.e. transport over low tension cables. The Commission’s inquiry has confirmed that this definition is still valid.”

²² Decisión de la Comisión, de 21 de enero de 1999, M.1643. EDF/London Electricity 20 de diciembre de 2005

sometimiento a regulación, estas actividades han de ser incluidas en el análisis del impacto de la operación de concentración en los mercados liberalizados, pero no reconoce la existencia de un mercado asociado a las mismas:

“El Tribunal considera que, pese a que se trata de actividades que han sido declaradas monopolios naturales y pese a estar sometidas a regulación, la posesión de las infraestructuras necesarias para estas actividades puede ser utilizada como barrera de entrada, como factor de discriminación, como fuente de información privilegiada frente a terceros y como activos de captación de clientes y, por lo tanto, no pueden ser excluidas del análisis de la presente operación. Muy al contrario, para analizar el impacto de la operación de concentración en los mercados liberalizados es imprescindible considerar el papel que estas infraestructuras van a desempeñar, ya que representan la conexión física de los mercados que este Tribunal considera como mercados afectados por la operación. Por lo tanto, este Tribunal se ratifica en que éstas actividades y la posesión de sus infraestructuras no pueden quedar al margen del análisis de la operación de concentración.”

En Iberdrola / Berrueza²⁴ el TDC establecía que, de acuerdo con la legislación en vigor, *“la actividad de las empresas de distribución de energía eléctrica puede consistir en la venta a consumidores a tarifa dentro de su ámbito operativo, o el cobro de un peaje legalmente estipulado a las empresas comercializadoras que operen en éste. Se trata pues de una actividad regulada que queda al margen de las reglas de mercado. No cabe pues, en la actividad de distribución hacer una segmentación de mercado entre clientes a tarifa y clientes cualificados.”*

No obstante, en dicho expediente el TDC procede a realizar una delimitación de la distribución basada en aquellos ámbitos posibles para la competencia, exponiendo que *“podríamos decir que la actividad de distribución se ve directamente afectada por las operaciones objeto de este dictamen en los únicos ámbitos posibles para la competencia que el marco regulador establece: el tendido de nuevas redes dentro de las áreas donde*

²³ Informe del TDC C60/00

²⁴ Informe del TDC C66/01
20 de diciembre de 2005

operan las empresas de distribución...". Tal y como puede apreciarse la delimitación realizada por el TDC hace referencia a la actividad de distribución no a un mercado de distribución.

Con todo lo anterior, parece razonable ajustarse a lo establecido en los precedentes mencionados que pasan por considerar la actividad de distribución como una actividad regulada que, en su calidad de monopolio natural, no constituye un mercado. Sin embargo, el TDC considera que no por ello la actividad de distribución deja de estar sometida a la normativa de defensa de la competencia, debido en particular a su incidencia potencial sobre el desarrollo de actividades competitivas. En consecuencia, al valorar la presente operación se tienen en cuenta los efectos de la misma sobre la distribución, que resultarían tanto de la unión de las redes de gas de ENDESA y GAS NATURAL, como del solapamiento de las redes de gas y electricidad de estas empresas.

7.1.2.2 Actividades liberalizadas: generación y comercialización de electricidad

7.1.2.2.1 Generación de electricidad

El mercado de producción de energía eléctrica se configura como el conjunto de las transacciones económicas al por mayor entre oferentes y demandantes de energía eléctrica. Este mercado, que incluye tanto el mercado organizado (pool eléctrico), como los contratos bilaterales, se considera tradicionalmente como un mercado de producto relevante, separado de la comercialización.

El mercado organizado consiste a su vez de una serie de sesiones: (1) el mercado diario, que recoge las transacciones relativas a la producción del día siguiente; (2) la solución de las restricciones técnicas, es decir la modificación de las transacciones resultantes del mercado diario y de los contratos bilaterales teniendo en cuenta las restricciones técnicas del transporte; (3) el mercado intradiario, que sirve como mecanismo de ajuste a la

programación diaria; y (4) los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos²⁵.

El mercado diario representa el mercado principal, donde se realizan la mayoría de las transacciones entre oferentes y demandantes (en el periodo octubre 2004-septiembre 2005 se negociaron en el mercado diario 216.321 GWh sobre un total de 226.380 GWh). En consecuencia, el precio del mercado diario representa la componente principal del precio final de la energía y sirve como referencia para la fijación del precio en los contratos bilaterales. Por esta razón, la mayor parte del análisis presentada en el apartado 8.1.2.2 se enfoca al impacto de la operación sobre la dinámica competitiva que tiene lugar en el mercado diario y que depende sobre todo de variables como el tamaño y el mix de generación de cada empresa, y el margen de cobertura de la demanda en cada periodo temporal considerado. Se completa este enfoque con el análisis de las zonas geográficas en las que existen restricciones técnicas de transporte y, asimismo, de la oferta de servicios complementarios. En ambos casos el problema del ejercicio potencial de poder de mercado puede ser más acusado debido a la existencia de un número más reducido de generadores que pueden abastecer la demanda en una determinada zona o que pueden, dada su tecnología de generación, ofertar ciertos servicios complementarios.

7.1.2.2.2 Comercialización de electricidad

La Ley del Sector Eléctrico establece que la comercialización de electricidad es una actividad separada de la distribución, que consiste en la adquisición de electricidad para su venta a consumidores u otros comercializadores en condiciones libremente pactadas. Como parte de esta actividad los comercializadores pueden gestionar en nombre del consumidor el acceso a las redes de transporte y distribución, necesario para conducir la energía al consumidor final.

²⁵ Estos servicios están encaminados a que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones adecuadas de calidad, fiabilidad y seguridad y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. 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.

La condición de todos los consumidores como cualificados a partir del 1 de enero de 2003 podría conllevar a considerar la comercialización y el suministro a tarifa como partes integrantes de un único mercado. Como se ha explicado para la comercialización de gas natural, existen argumentos basados en la sustituibilidad por el lado de la demanda que aconsejarían considerar los dos mercados de forma conjunta. Por otra parte, la clara diferenciación y los diferentes incentivos económicos de distribuidores y comercializadores sugieren realizar un análisis de concentración basada en los dos tipos de suministro por separado.

En cualquier caso, en el ámbito del mercado liberalizado, es importante tener en cuenta que existen diferencias importantes entre los distintos consumidores, que configuran distintos segmentos en cuanto a características del producto demandado. En particular, es útil distinguir entre las siguientes categorías de clientes:

- Consumidores domésticos y pequeños comercios e industrias conectados en baja tensión. Para estos clientes el coste de la electricidad no tiene un peso elevado sobre sus costes totales. En general, estos consumidores no suelen dedicar recursos a la búsqueda de información y a la comparación de ofertas comerciales y no invierten en contadores de medida sofisticados que le permitan optimizar su curva de carga. En consecuencia, su sensibilidad al precio es generalmente reducida y la disponibilidad al cambio de suministrador es escasa.
- Grandes consumidores industriales. Para ellos la electricidad es un factor fundamental del proceso productivo y el coste eléctrico representa una proporción relevante de los costes totales. Además la gran mayoría de estos consumidores están conectados en alta tensión, conocen muy bien el funcionamiento del sistema eléctrico, realizan el mantenimiento de sus instalaciones y muchos de ellos son capaces de gestionar su curva de carga. Esto justifica, en muchos casos, la instalación de equipos de telemedida y la existencia de departamentos internos dedicados a la optimización de la compra de la energía, que recopilan y comparan entre sí las ofertas comerciales. Por tanto, se trata de consumidores sensibles al precio y con bajos costes de cambio de suministrador.

- Pequeñas y medianas empresas. Dentro de este grupo de consumidores existe una gran diversidad, acentuada además por diferencias regionales. En general, para estas empresas el coste eléctrico es relativamente bajo con respecto a sus costes totales. Sin embargo, el carácter empresarial de estos consumidores y el tratamiento de la electricidad como un factor de producción parecido a los demás, les permite tener cierta sensibilidad al precio.

Sobre el tema de la consideración de los mercados a tarifa y liberalizado de forma separada o conjunta, a continuación se examina la posición de las empresas involucradas en la operación y los antecedentes jurídicos.

En su escrito de alegaciones presentado a la CNE, ENDESA considera como mercado relevante la comercialización, distinguiendo entre distintos grupos de consumidores²⁶.

Por otra parte, GAS NATURAL, en su escrito de notificación, considera como un único mercado el suministro a tarifa y liberalizado, revelando cierta inconsistencia con la opinión expresada en el caso del suministro de gas, donde la empresa argumenta que la comercialización es el mercado relevante a considerar. Así, indica que *“tal y como ha confirmado recientemente la Comisión Europea, el mercado de suministro a clientes o mercado minorista incluye el suministro a tarifa que realizan los distribuidores y el libre que realizan los comercializadores. Dicha definición se basa en que los clientes pueden elegir libremente pasar no sólo del mercado regulado al liberalizado, sino también del liberalizado a tarifa, sin que dicho cambio implique costes de transacción elevados ni plazos desproporcionados.”*. Concretamente hace alusión a la Decisión de la Comisión de 9 de diciembre de 2004 en el asunto COMP/M.3440 EDP/ENI/GDP, apartados 61 y siguientes²⁷.

²⁶ Página 10 del escrito de alegaciones de ENDESA.

²⁷ “63. The market investigation has clearly indicated that the regulated system and the non-regulated system are in the same market: the customers choose freely to be in the regulated or in the non-regulated system according to the price and the conditions in each system. Switching does not entail high costs for the customers. Hence, it has been confirmed that, not only customers switched to the non-regulated market, but also that non-regulated customers switched back to the regulated market. Electricity suppliers are fully aware
20 de diciembre de 2005

Por otro lado continúa GAS NATURAL exponiendo que aunque el SDC ha expresado dudas sobre la existencia de un único mercado de suministro a clientes, citando el Informe del SDC N-05016 Endesa Red / Eléctrica del Llémana, en el sentido que *“ello lo ha hecho en base a precedentes del Tribunal de Defensa de la Competencia que, dada la evolución del mercado, pueden considerarse válidamente superados. En efecto, el informe del Tribunal de Defensa de la Competencia que cita el Servicio es de octubre de 2003, apenas unos meses después de la liberalización completa del mercado y sin que se dispusiera de información sobre el proceso de cambio de clientes de tarifa al mercado liberalizado.”*

Efectivamente, con respecto a este asunto se han manifestado el TDC y el SDC en diversas ocasiones, tal y como procede a exponerse en los siguientes párrafos. Así, en el expediente Endesa/Iberdrola el TDC hacía constar lo siguiente:

“Por lo que respecta a la actividad de comercialización, en el Informe C54/00 el Tribunal consideró también como mercado relevante de producto afectado por la operación la comercialización de energía eléctrica a clientes cualificados. El Real Decreto Ley 6/2000 en su artículo 19, liberaliza completamente el suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2003, es decir, a partir de ésta fecha todos los consumidores de energía eléctrica sin distinción tendrán la condición de clientes cualificados. Sin embargo, esta liberalización del suministro plantea una serie de incertidumbres, como por ejemplo, si se mantendrá la tarifa regulada, si los distribuidores mantendrán la obligación de suministrar a esa tarifa a todo consumidor que demande el servicio, si el mantenimiento de la tarifa regulada va a afectar sólo al consumidor doméstico y comercial o también a los consumidores industriales, si la tarifa regulada se mantendrá con el fin de que actúe como un precio máximo, etc. De momento, sólo se conoce que será eliminada la tarifa de Alta Tensión en el año 2007 y, por lo tanto, es razonable pensar que, a pesar de

of this and consequently propose terms and conditions in the non-regulated market referring to the tariff categories of the regulated market. Therefore the Commission takes the view that all eligible customers should be considered, irrespective of whether they are in the regulated or in the non-regulated market.”

que legalmente a partir de 2003 todos los clientes serán cualificados, los distribuidores seguirán estando activos tanto en la actividad de gestión de las redes de distribución como en el suministro de energía eléctrica a los consumidores que se mantienen en el régimen de tarifa. El Tribunal entiende que con este adelanto del calendario de elegibilidad para todos los clientes a partir del 1 de enero del 2003 se configurará un único mercado de suministro de energía eléctrica a consumidores finales, pudiendo este suministro ser acometido bien por los distribuidores, bien por los comercializadores.”

Nuevamente, con ocasión del expediente de concentración Iberdrola / Berrueza²⁸, el TDC consideraba previsible que la apertura total del mercado de electricidad a partir del 1 de enero de 2003, podría afectar a la delimitación de los mercados de consumidores finales:

“(…) considerando un horizonte temporal más amplio, al convertirse todos los clientes a tarifa en clientes cualificados y por lo tanto tener opción todos ellos de elegir su comercializador en un mercado liberalizado en el año 2003, los mercados de consumidores finales a los que hoy distribuye energía las empresas afectadas por las operaciones en cuestión, también se verán afectados. Otro elemento adicional que apoya esta extensión del mercado es la desaparición prevista de las tarifas y regímenes especiales para el año 2007, a pesar de todas las incertidumbres que antes hemos señalado en este ámbito”

En el informe del SDC sobre la adquisición por parte de IBERDROLA del control exclusivo de la distribuidora de energía eléctrica Diselec, N-05033, de 2005, se indica que *“tanto la CNE como el TDC consideran en informes recientes que la comercialización es en sí misma un mercado de producto al margen del suministro de electricidad a clientes a tarifa.”*

Asimismo, en dicho informe se indica lo siguiente:

²⁸ Expediente C66/01 IBERDROLA/BERRUEZA Y OTRAS
20 de diciembre de 2005

“Por otra parte cabe señalar que la migración producida entre consumidores cualificados hacia la tarifa o hacia el mercado lo ha sido entre consumidores con un consumo relativamente grande frente al consumidor doméstico, por lo que es incierto que éste sea igual de sensible a las diferencias de precios entre la tarifa y el mercado como ha apuntado el TDC.

Adicionalmente, la CNE señala que los suministros de electricidad en el mercado liberalizado, 1.349.000 (de carácter doméstico unos 1.214.000), en 2004 equivalen a 7 veces el valor correspondiente a 2003. Así, la tasa de suministros en el mercado liberalizado se situaba al acabar el año 2004 en el 5,73% del total de los suministros.

A la vista de todo lo anterior, el SDC estima que, sin perjuicio de que en el futuro se pueda definir un único mercado de suministro de energía eléctrica a consumidores finales, en la actualidad no pueden considerarse distribución y comercialización como un mismo mercado desde el punto de vista de su sustituibilidad por el lado de la demanda. Así, a los efectos del análisis de la presente operación, se considerará distribución y comercialización como dos mercados de producto diferentes.”

Finalmente, procede hacer mención al Informe del SDC N-05016 Endesa Red/Eléctrica del Llémana, al que también hace mención GAS NATURAL en su notificación, a los efectos de justificar la consideración de un mercado único de suministro, integrando los consumidores a tarifa y a mercado libre. La notificación de la citada operación ha tenido entrada en el SDC con fecha 21 de febrero de 2005.

En dicho informe el SDC, nuevamente, analiza si la distribución y la comercialización constituyen un mercado minorista único a los efectos del análisis de la operación de concentración, indicando que *“tanto la CNE como el TDC consideran en informes recientes que la comercialización es en sí misma un mercado de producto al margen del suministro de electricidad a clientes a tarifa.”*

El SDC destaca lo señalado por el TDC con ocasión del informe C82/03 Iberdrola/Ayuntamiento de Villatoya:

“(...) en la práctica resultaría aún demasiado prematuro garantizar la plena sustituibilidad de ambas opciones (consumo a tarifa o fuera de ella) para un consumidor particular. Esto es debido a los costes de cambio producidos por motivos inerciales, donde la costumbre y la falta de información comportan obstáculos para cambiar la mentalidad del consumidor. Estas desventajas son mucho menores en grandes empresas (...) Pero el grado de información de estos grandes consumidores y la previsible ganancia con el cambio no guarda correlación con la que obtendrían los pequeños consumidores particulares que son, además, el grueso del negocio de las empresas eléctricas (...)”

Así, concluye el SDC que *“de esta forma, cabe decir que la migración producida entre consumidores cualificados hacia la tarifa o hacia el mercado lo ha sido entre consumidores con un consumo relativamente grande en comparación con el de un consumidor doméstico por lo que es incierto que éste sea igual de sensible a las diferencias de precios entre la tarifa y el mercado por las razones apuntadas por el TDC.”*

Con el objeto de justificar esta afirmación el SDC hace mención a los datos aportados por la CNE sobre la evolución del acceso de los consumidores a los mercados liberalizados de electricidad y gas natural al finalizar el ejercicio 2004, indicando que *“la tasa de suministros en el mercado liberalizado se situaba al acabar el año 2004 en el 5,53% del total de los suministros.”*

A la vista de los precedentes expuestos en el citado informe el SDC *“estima que, sin perjuicio de que en el futuro se pueda definir un único mercado de suministro de energía eléctrica a consumidores finales, en la actualidad no puede considerarse distribución y comercialización como un mismo mercado desde el punto de vista de sus sustituibilidad por el lado de la demanda. Así, a los efectos del análisis de la presente operación, se considerará distribución y comercialización como dos mercados de producto diferentes.”*

Con respecto a la posible desaparición de las tarifas, recientemente, entre las medidas adoptadas por el Gobierno para el impulso de la productividad, aparece la extensión hasta el 1 de enero de 2010 de la existencia de tarifas de suministro en alta tensión.

En el informe explicativo de las 100 Medidas de impulso a la productividad, de marzo de 2005, se indica que el Real Decreto 6/2000 preveía el desarrollo de una estructura de tarifas de acceso a las redes que permitiera a los grandes consumidores el acceso al mercado como consumidores cualificados a precios competitivos. Se consideró que este proceso permitiría a aquellos pasar al mercado liberalizado a precios competitivos y abandonar la tarifa antes del 1 de enero de 2003. Asimismo, se indicaba que *“la realidad es que el proceso ha sido más lento de lo esperado, y algunas de las medidas que se contemplaron todavía no se han hecho realidad. Por ello, con el objeto de incrementar la certidumbre y poder desarrollar los mecanismos que permitan a estos consumidores, dado su volumen y características, obtener del mercado una contraprestación de los servicios que prestan de forma obligatoria, se amplía el plazo hasta el 2010.”*

Así, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, en su artículo 2.1, modifica el apartado cuarto del artículo 19 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, estableciendo que el 1 de enero de 2010 desaparecerán las tarifas de suministro de energía eléctrica de alta tensión.

Con todo lo anterior, por el momento puede concluirse que existe un limitado uso de la elegibilidad por parte de los consumidores, y, en cuanto a la desaparición de la tarifa, únicamente puede considerarse como cierta la desaparición de la tarifa para grandes consumidores, que además no se producirá en el corto plazo, no existiendo indicios que permitan suponer la eliminación de la tarifa para el resto de segmentos de consumidores tampoco en el corto plazo. No obstante, cuando el mercado alcance unas condiciones de competencia y madurez adecuadas esta situación podría llegar a materializarse. Tampoco la legislación en vigor incorpora aspecto alguno relativo a la figura del comercializador a tarifa.

En consecuencia, a la vista de lo expuesto, parece más apropiado considerar los mercados a tarifa y liberalizado como mercados de producto diferentes, aunque estrechamente relacionados entre sí. Procede así rebatir la delimitación de mercado de producto de suministro realizada por GAS NATURAL SDG, S.A. en el escrito de notificación, y en su lugar realizar una valoración de la modificación de los índices de concentración en el ámbito del mercado relevante estricto de la comercialización, considerando sólo las cuotas referidas a clientes cualificados, sin perjuicio de que en un análisis subsiguiente global se tenga en cuenta igualmente el efecto que la titularidad de redes de distribución o el desarrollo de la actividad de suministro a tarifa por parte de otra sociedad del mismo grupo de la sociedad que comercializa pueda tener en el deterioro de las condiciones de competencia en la actividad de comercialización.

7.2 Mercado relevante geográfico

Atendiendo a la definición de la Comunidad Europea, el mercado geográfico relevante *“comprende la zona en la que las partes afectadas desarrollan actividades de suministro y prestación de productos y servicios, en la que las condiciones de competencia son lo bastante homogéneas y que puede distinguirse de otras zonas debido en particular a que las condiciones de competencia en ella prevalentes son sensiblemente distintas a aquéllas²⁹.”*

Por su parte, el Servicio de Defensa de la Competencia en los *“Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas”*, considera que la delimitación del mercado geográfico tiene por objeto definir el área potencialmente afectada por la operación de concentración, en la que compiten entre sí las empresas que operan en los mercados de producto correspondientes.

Al igual que sucedía en el mercado relevante de producto, para delimitar el mercado geográfico es necesario hacer una diferenciación entre la electricidad y el gas natural.

²⁹ Definición de la Comisión Europea en el formulario de notificación de la concentración.

7.2.1 Mercado geográfico del gas natural

La Comisión Europea ha señalado, en asuntos relativos a concentraciones celebradas en el sector de gas, el carácter nacional del mercado de producto relevante (por ejemplo en ocasión de las operaciones ENI/GDP/EDP y NESTE/IVO). En la actualidad no es posible considerar el territorio de la Unión Europea como mercado geográfico relevante en la medida en que aún no existe un mercado interior del gas efectivo, debido a las limitaciones existentes en las infraestructuras de conexión del sistema gasista español con los otros Estados miembros (conexiones con Francia y Portugal). Sin embargo, las infraestructuras de regasificación permiten la importación de GNL de muchos orígenes distintos, contribuyendo a ampliar la dimensión del mercado relevante.

No obstante, para otras actividades como la distribución y la comercialización se podría valorar la posibilidad de realizar delimitaciones de mercado más reducidas, atendiendo a la falta de homogeneidad de las diferentes zonas y a la incidencia de las infraestructuras en el desarrollo de tales actividades.

7.2.1.1 Actividades reguladas: transporte y distribución de gas natural

7.2.1.1.1 Transporte de gas natural

En la actividad de transporte de gas natural se ha distinguido entre las infraestructuras de acceso al sistema (conexiones internacionales y plantas de regasificación) y las instalaciones de transporte interno al sistema gasista, por representar productos distintos, no sustitutos y complementarios, para los usuarios.

Se considera que ambas componentes tienen una dimensión geográfica que abarca el territorio nacional peninsular, por los siguientes motivos:

- Los transportistas operan en general sobre la base de autorizaciones administrativas de carácter nacional o que afectan varias regiones (este es el caso de la mayoría de los gasoductos de transporte secundario).
- Las condiciones de regulación del acceso de terceros a las infraestructuras son homogéneas en el ámbito nacional.

- Con independencia de la ubicación del punto de entrada al sistema español el coste del transporte del gas natural importado hasta el punto de consumo es prácticamente idéntico, debido a que la actividad de transporte en España se ha definido en base a un sistema de peajes territoriales únicos (“postales”), que varían solo en función de ciertas características de presión, capacidad contratada y consumo de los usuarios. En consecuencia, para la determinación del coste de transporte resulta indiferente la distancia a recorrer desde el punto de entrada al sistema hasta el punto de suministro o consumo final. Por lo tanto, la elección de un punto de entrada u otro del sistema depende más de la existencia de capacidad de acceso al mismo y del origen concreto del gas importado,³⁰ que de su influencia en el coste.

³⁰ Ver Informe de la CNE PLANTA DE SAGUNTO.
20 de diciembre de 2005

7.2.1.1.2 Distribución de gas natural

La actividad de distribución de gas natural, tanto en su componente de gestión de redes como en la de suministro a tarifa, tiene un carácter indudablemente local. Esto es debido a que las autorizaciones de distribución especifican las obligaciones y los derechos de los distribuidores en relación con un determinado ámbito geográfico. Así, el artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos establece que los distribuidores tienen la obligación de realizar el suministro a tarifa y ampliar la red a todo consumidor que los solicite, siempre que exista capacidad para ello, y que el lugar donde deba efectuarse la entrega del gas se encuentre dentro del área geográfica cubierta por la autorización administrativa.

A este respecto, el Tribunal de Defensa de la Competencia, con motivo del caso ENDESA/GAS NATURAL, delimitó geográficamente como mercado de distribución de gas natural el área geográfica que abarcan las autorizaciones administrativas para la distribución de gas natural afectadas.

Asimismo, con ocasión del expediente Gas de Asturias/Gas Figueres, el SDC ha indicado que la dimensión geográfica relevante del mercado de distribución de gas natural coincide con el área que abarcan las autorizaciones administrativas para la distribución.

7.2.1.2 Actividades liberalizadas: abastecimiento / aprovisionamiento y comercialización de gas natural

7.2.1.2.1 Abastecimiento / Aprovisionamiento de gas natural

Conforme se desprende de lo dispuesto en la Ley 34 /1998, de 7 de octubre, y en el resto de disposiciones aplicables a esta actividad, y, de la necesidad de importar la mayor parte del gas natural que se consume en España, los sujetos implicados en el abastecimiento y aprovisionamiento de gas natural desempeñan su actividad en dos ámbitos de actuación diferentes:

- Actividad de abastecimiento: Actividades comerciales fuera del sistema gasista español pero que tienen como fin, directo o indirecto, el abastecimiento de gas natural al mercado nacional. En este ámbito de actuación se encuentran: los

productores de gas natural; las empresas involucradas en las actividades de licuefacción, transporte y almacenamiento; las empresas que actúan de intermediarias pero sin presencia en el sistema gasista español; las empresas comercializadoras con presencia en el sistema gasista español, así como los transportistas y los consumidores cualificados si así lo decidieran. Las relaciones y los intercambios de gas entre las empresas que participan en las actividades de aprovisionamiento en los mercados internacionales son complejas, siendo patente la falta de transparencia en el funcionamiento de la actividad.

- Actividades de aprovisionamiento al sistema gasista español: En este ámbito de actuación están los comercializadores, los transportistas que incorporan gas para el mercado a tarifa, así como los consumidores cualificados si así lo decidieran, como indica el artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos. Los comercializadores y los transportistas son sujetos que actúan conforme a la regulación del sistema gasista español pero se aprovisionan principalmente en el mercado internacional, tanto de los productores internacionales, como de las empresas aprovisionadoras intermediarias mencionadas.

Por tanto, el análisis de la actividad de aprovisionamiento del gas consumido en España que desarrollan los operadores tiene que realizarse teniendo en cuenta la dimensión internacional de la actividad, que abarca esencialmente los suministradores en origen localizados en la Cuenca Atlántica³¹ y los intermediarios o *traders* internacionales que venden gas a los aprovisionadores del mercado gasista español. Entre estos intermediarios es especialmente relevante analizar la posición de aquellos conglomerados empresariales que actúan como intermediarios internacionales y como aprovisionadores. En definitiva, es preciso examinar las fuentes de abastecimiento de los aprovisionadores de gas al mercado español y el grado de integración vertical entre las mismas.

GAS NATURAL presenta una serie de argumentos orientados a la definición de un mercado geográfico mundial. En particular, GAS NATURAL considera que la actividad de aprovisionamiento de gas natural con destino a España es parte del mercado de

³¹ Este término se emplea en el comercio internacional de GNL y comprende los productores y traders activos en los mercados de Estados Unidos y Europa Occidental, en particular Argelia, Noruega, Nigeria, Trinidad, Egipto, Qatar y otras fuentes de Oriente Medio .
20 de diciembre de 2005

desarrollo, producción y compraventa internacional de gas natural y gas natural licuado. Manifiesta, de forma expresa, que no existe un mercado de aprovisionamiento de gas natural con destino a España, no existiendo ningún precedente que defina aquel, al margen de la existencia de una limitación regulatoria a los efectos de limitar el volumen de gas a aportar al sistema. Asimismo, GAS NATURAL indica que la Comisión Europea ha definido consistentemente el mercado de desarrollo, producción y venta de gas natural comprendiendo la totalidad del espacio económico europeo más Rusia y Argelia, con el objeto de incluir las fuentes de aprovisionamiento más significativas para la Unión Europea y que, a los efectos de España, esta definición de mercado habría de ampliarse ya que no se tiene en cuenta el importante desarrollo de las ofertas de gas natural licuado desde otros orígenes geográficos con respecto a la demanda actual en España, el hecho de que España es el país de la Unión Europea con más fuentes diversas de suministro y más capacidad de regasificación en Europa a corto plazo.

Sin embargo, la definición del concepto de mercado geográfico relevante de la Comunidad Europea, que se ha mencionado previamente, hace referencia expresa a la necesidad de identificar condiciones de competencia bastante homogéneas dentro de una misma zona. En este sentido es preciso considerar que, aún cuando exista un abanico internacional de suministradores, tal y como se ha explicado anteriormente, el mercado español presenta algunas características específicas importantes, que lo distinguen de otros mercados mayoristas del gas en Europa, como por ejemplo el de Reino Unido, y en particular las siguientes:

- La gran mayoría de los contratos de abastecimiento existentes, con destino a España, se concentra, por razones históricas, en un sólo grupo, GAS NATURAL, que actúa como intermediario en el mercado internacional y como aprovisionador al mercado español.
- Si bien un importador de gas tiene en principio la opción de poder elegir entre múltiples fuentes de suministro alternativas en el mercado internacional, una vez establecida una relación contractual, que suele ser en general de largo plazo (15-20 años), esta impone límites a las presiones competitivas provenientes de otros

potenciales suministradores. La sustitución de una opción de aprovisionamiento por otra, no es generalmente factible en plazos cortos, debido a que no existe un mercado mayorista muy líquido con transparencia de precios y otras condiciones contractuales. El precio del suministro está generalmente indexado al precio de productos derivados del petróleo y la posibilidad de revisar la fórmula de indexación depende de las cláusulas de renegociación del contrato, que son generalmente poco frecuentes en el tiempo y de difícil aplicación. Por tanto, este tipo de contratación dificulta la competencia directa entre fuentes alternativas de gas para el mercado español.

- La importación del gas requiere el acceso a las infraestructuras de importación, es decir a las plantas de regasificación y a las conexiones internacionales por gasoducto que se han mencionado anteriormente. Como se explicará de forma detallada en el apartado 8.1.1.1, en estos momentos existe capacidad disponible para nueva contratación en las plantas de regasificación, pero toda la capacidad de los gasoductos internacionales está prácticamente saturada por los contratos de aprovisionamiento de GAS NATURAL.

La existencia de condiciones de competencia peculiares en el abastecimiento de gas con destino España se refleja en la normativa vigente, que prevé un límite máximo a la cuota de mercado que puede alcanzar un abastecedor, con explícita referencia al tamaño de la demanda nacional. En efecto, el artículo 61, de la Ley 34/1998, en su redacción dada por el artículo 7.4 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, dispone que, “ *a partir del 1 de enero del año 2003, ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio que actúen en el sector de gas natural podrán aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional*”, descontando los autoconsumos.

7.2.1.2.2 Comercialización de gas natural

Existen numerosos precedentes en España que consideran la comercialización de gas natural como un mercado geográfico de tamaño nacional.

En referencia al mercado de comercialización, el TDC, con motivo del caso ENDESA/GAS NATURAL, concluía que el mercado geográfico de referencia era el mercado nacional, argumentando que cualquier nueva comercializadora que deseara iniciar su actividad en España intentaría conseguir una masa crítica de clientes suficiente para rentabilizar su empresa, por lo que trataría de ampliar su ámbito de actividad al mercado nacional, dado que además la Ley de Hidrocarburos así lo permite.

Asimismo, en el expediente Gas de Asturias/Gas Figueres se señala que la dimensión geográfica del mercado de comercialización es nacional *“al igual que la del mercado de energía generada y negociada en el pool o mercado mayorista organizado de electricidad.”*

Dichas delimitaciones son idénticas a las expuestas en el caso del expediente Planta de Regasificación de Sagunto.

Finalmente, en el informe sobre la concentración Endesa Gas-Cristian Lay / Dicogexsa, el SDC nuevamente establece que *“como se indica en informes precedentes, la dimensión geográfica relevante del mercado de comercialización de gas natural es nacional y la del de distribución a consumidores a tarifa, a diferencia de lo que argumentan los notificantes, es igual al área que abarcan las autorizaciones administrativas.”*

Aún cuando los precedentes se inclinan hacia un mercado geográfico nacional, podría no obstante considerarse la existencia de mercados locales más reducidos, coincidentes con las áreas geográficas de distribución, como consecuencia de la fuerte vinculación existente entre las actividades de distribución y comercialización. Como se analiza en el apartado 8.2.4, hasta la fecha se ha observado una tendencia de los comercializadores a desarrollar su actividad principalmente en el área geográfica cubierta por la red del distribuidor del mismo grupo. De hecho, los comercializadores presentes en las diferentes regiones son en muchos casos distintos y debido a la fuerte vinculación entre distribución y comercialización, en la práctica, los consumidores tienden a elegir a los comercializadores de su propia distribuidora y no a comercializadores de otras distribuidoras en otras regiones distintas.

7.2.2 Mercado geográfico de la electricidad

7.2.2.1 Actividades reguladas: transporte y distribución de electricidad

7.2.2.1.1 Transporte de electricidad

El transporte de electricidad tiene una dimensión geográfica nacional, por razones similares a las citadas en el caso del transporte de gas, es decir la existencia de peajes únicos, de condiciones homogéneas de acceso a la red eléctrica nacional y del carácter nacional o supra-regional de las autorizaciones para operar instalaciones de transporte.

Como se ha comentado previamente, se considera que la operación considerada no afecta a esta actividad, que por tanto no será objeto de análisis en el apartado 8 sobre valoración.

7.2.2.1.2 Distribución de electricidad

Existe cierta concordancia entre los precedentes jurídicos sobre el carácter local de la distribución de electricidad, de forma análoga a la distribución de gas.

La Comisión Europea, en relación con la operación EDF/LONDON mantenía un mercado geográfico coincidente con las áreas geográficas de distribución, es decir, un ámbito inferior al nacional.

En cuanto al TDC, en el expediente Unión Eléctrica FENOSA/Hidroeléctrica del Cantábrico se remitía al informe elaborado por la CNE en el cual se establecía un mercado geográfico de carácter nacional. Sin embargo, con ocasión del expediente de concentración Endesa/Iberdrola, aunque sin referirse al mercado de distribución, el TDC afirmaba en relación al mercado de comercialización que el mercado geográfico de referencia en cuanto al suministro a consumidores finales es el ámbito regional o incluso local, en virtud de las posibles diferencias existentes entre las distintas zonas geográficas aún estando próximas. Así, en la medida en que la actividad de comercialización y de distribución están íntimamente relacionadas, en un futuro podría esperarse una definición del mercado geográfico de la distribución de energía eléctrica por parte del TDC como

mercado regional o local, en línea con las decisiones de la Comisión Europea, homogeneizando el criterio para ambas actividades.

Así, en el caso Iberdrola / Berrueza el TDC reconocía que los ámbitos geográficos de las actividades de distribución y comercialización son diferentes, concluyendo que *“la delimitación del mercado geográfico es doble: en la actividad de distribución, está confinado a los términos municipales donde operan las empresas en cuestión. La limitación geográfica del mercado de comercialización está constituida por el ámbito nacional.”*

7.2.2.2 Actividades liberalizadas: generación y comercialización de electricidad

7.2.2.2.1 Generación de electricidad

Respecto al mercado mayorista de energía eléctrica, cabe considerar que en la actualidad se trataría de un mercado de carácter nacional, al margen de que el proceso de liberalización acometido en Europa tiende a la creación de un mercado eléctrico de dimensión comunitaria. En efecto, la realidad del sector eléctrico obliga a la definición del mercado relevante dentro del ámbito nacional peninsular, atendiendo a diversas justificaciones, siendo esta tesis mantenida por la Comisión Europea en múltiples operaciones de concentración y aceptada por GAS NATURAL en la información aportada a esta Comisión. Un primer aspecto que condiciona significativamente la definición del mercado geográfico como nacional es la limitada capacidad de interconexión que presenta España con respecto a sus países vecinos.

Los Cuadro 3 y Cuadro 4 reflejan la evolución de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones, indicando la capacidad comercial expresada como los valores extremos horarios en condiciones de disponibilidad total de los elementos de la red. Se destaca que, entre 2002 y 2004, no se han registrado aumentos significativos en la capacidad de interconexión existente.

Cuadro 3 Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones en periodos punta

	Periodo punta (MW)		
	2004	2003	2002
ESPAÑA-FRANCIA	200-600	200-600	400-450
FRANCIA-ESPAÑA	700-1400	700-1400	900-1400
ESPAÑA-PORTUGAL	300-1000	300-1000	600-1100
PORTUGAL-ESPAÑA	300-800	300-800	400-900
ESPAÑA-MARRUECOS	100-400	100-400	0-400
MARRUECOS-ESPAÑA	400-400	400-400	400-400

Fuente: REE

Cuadro 4 Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones internacionales en periodos valle

	Periodo valle (MW)		
	2004	2003	2002
ESPAÑA-FRANCIA	600-800	600-800	600-800
FRANCIA-ESPAÑA	1200-1400	1200-1400	900-1400
ESPAÑA-PORTUGAL	600-1400	600-1400	700-1300
PORTUGAL-ESPAÑA	600-1250	600-1250	300-1300
ESPAÑA-MARRUECOS	400-400	400-400	400-400
MARRUECOS-ESPAÑA	400-400	400-400	400-400

Fuente: REE

El siguiente cuadro incluye información sobre la capacidad de importación de los Estados Miembros, expresada tanto en GW como en porcentaje sobre la capacidad de generación instalada:

Cuadro 5 Capacidad de importación de los Estados Miembros de la Unión Europea

ESTADO	GW	%	ESTADO	GW	%
BÉLGICA	4.6	29	LATVIA	3.6	100
FRANCIA	14	13	LITUANIA	3.1	50
ALEMANIA	12.2	11	POLONIA	3.5	10

ESTADO	GW	%	ESTADO	GW	%
LUXEMBURGO	1	90	REP. CHECA	3.5	23
HOLANDA	4.7	17	ESLOVAQUIA	3	37
AUSTRIA	4.3	24	HUNGRIA	3.1	38
ITALIA	6	8	ESLOVENIA	2.1	68
PORTUGAL	1	8	GRECIA	1.5	12
ESPAÑA	2.2	4	RUMANIA	3.5	16
UK	2.3	3	BULGARIA	2	20
IRLANDA	0.3	6	TURQUIA	1.9	7
NORUEGA	4.2	18	CROACIA	2.3	55
SUECIA	7.8	29	BOSNIA	0.9	45
DINAMARCA	4	50	SERBIA	4.2	28
FINLANDIA	1.9	14	ALBANIA	0.5	25
ESTONIA	2	66			

Fuente: "Report of the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market". Commission of the European Communities (05/01/05)

Tal y como puede apreciarse en el cuadro anterior, el porcentaje de capacidad de importación de España, calculado en relación con la capacidad de generación instalada, constituye una de las tres menores cuotas entre los Estados Miembros, junto con el Reino Unido e Irlanda, lo que equipara a España con dos islas a los efectos de capacidad de importación. Portugal dispone de una capacidad del 8 por ciento, frente al 4 por ciento nacional y Francia de un 13 por ciento.

En relación a la capacidad de interconexión, se ha pronunciado recientemente la Comisión Europea con ocasión de la operación de concentración ENI/EDP/GDP, señalando que el mercado de energía eléctrica en Portugal es de ámbito nacional, no sólo porque sigan existiendo diferencias sustanciales en el marco regulatorio y en las reglas de operación del mercado españolas y portuguesas, sino también porque el actual nivel de interconexión es claramente insuficiente para el establecimiento de un mercado único en la península ibérica.

Asimismo, la Comisión Europea con ocasión de las operaciones ENBW/EDP/CAJASTUR/HIDROCANTÁBRICO³² y ENEL/VIESGO³³ ha reiterado que la limitada capacidad de interconexión entre España y Portugal es un obstáculo, entre otros factores, para la creación de un verdadero mercado ibérico.

Por otro lado, la Comisión Europea ha venido realizando una delimitación del mercado relevante de carácter nacional en varios asuntos relativos a concentraciones en el sector de la energía eléctrica. Así lo ha hecho en sus decisiones en los casos TRACTEBEL/DISTRIGAZ II³⁴ y EDF/EDISON ISE³⁵. A estas decisiones se puede añadir la adoptada por la Comisión Europea en el caso AMOCO-REPSOL-IBERDROLA-ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, en el que la Comisión entiende que el mercado geográfico de referencia es el mercado peninsular español, debido al flujo limitado de intercambios entre España y otros países.

De igual forma, la CNE y el TDC con ocasión de las operaciones ENDESA/IBERDROLA y UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO han considerado como mercado relevante el peninsular nacional, mencionando como elementos que limitan el mercado relevante al ámbito nacional, la escasa interconexión comercial, las escasas perspectivas de aumentar esa conexión, la ausencia de generadores externos compitiendo en el sistema, y la estructura del sistema de ofertas de generación.

Además de la limitación en la capacidad de interconexión han de citarse otros factores que suponen barreras que dificultan el acceso entre mercados nacionales, como son la existencia de precios finales diferentes entre Estados Miembros o las distintas regulaciones energéticas nacionales. Todas ellas llevan a delimitar el ámbito geográfico del mercado relevante como nacional.

³² COMP/M.2684 ENBW/EDP/CAJASTUR/HIDROCANTÁBRICO

³³ COMP/M 2620 ENEL/VIESGO

³⁴ La Comisión en base a razones económicas y jurídicas, considera que las sociedades que desarrollan las actividades de producción, importación, transporte y distribución de electricidad han operado históricamente sobre bases nacionales, si bien no excluye en este momento que en el futuro los mercados adquieran dimensión comunitaria.

³⁵ En este caso las compañías implicadas actuaban a escala nacional siendo diferente la estructura de la oferta en cada Estado, subraya la Comisión la posibilidad de que los marcos regulatorios de los Estados miembros puedan variar, permitiendo identificar en tal momento mercados más amplios.

Esta definición excluye al mercado portugués, al margen de los acuerdos en firme destinados a la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). En efecto, las Administraciones portuguesa y española iniciaron en 1998 estudios para la eliminación progresiva de los obstáculos y favorecer la creación del MIBEL. El 29 de julio de 1998 se firmó un Memorando de Protocolo para la cooperación en materia de energía eléctrica, y con fecha 14 de noviembre de 2001 ambas Administraciones firmaron el PROTOCOLO DE COLABORACIÓN ENTRE LAS ADMINISTRACIONES ESPAÑOLA Y PORTUGUESA PARA LA CREACIÓN DEL MERCADO IBERICO DE ELECTRICIDAD, que tenía por objeto establecer las medidas que permitirían la creación del mismo. En dicho protocolo se establecía el 1 de enero de 2003 como fecha de entrada en funcionamiento del MIBEL, que sucesivamente fue pospuesta en dos ocasiones al 20 de abril de 2004 y al 30 de junio de 2005.

Con fecha 18 y 19 de noviembre de 2005 se ha celebrado la XXI Cumbre Luso-Española en Évora (Portugal) en la que se han acordado actuaciones en 2006 destinadas a la realización del MIBEL, destacando el lanzamiento de las operaciones del eje portugués de negociación de futuros de electricidad, al 1 de julio de 2006, la elaboración de una propuesta conjunta de mecanismos de garantía de potencia y la puesta en marcha del Comité de Reguladores previsto en el Convenio firmado el 1 de octubre de 2004.³⁶

Existen diversos motivos que aconsejan no considerar el mercado ibérico como mercado relevante a los efectos de la presente operación. Hasta ahora no se ha producido la

³⁶ En la XIX Cumbre Luso-Española celebrada en Figueira da Foz, los días 7 y 8 de noviembre de 2003, los Ministros de ambos países acordaron la consecución de ciertas acciones para la concreción del MIBEL, fijando la fecha de entrada de funcionamiento del MIBEL el 20 de abril de 2004. El 20 de enero de 2004 ambos países firmaron un CONVENIO POR EL QUE SE ACUERDA LA CONSTITUCIÓN DE UN MERCADO IBERICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, objeto de aplicación provisional entre las partes desde el 22 de abril de 2004 y que no entró en vigor. A partir del citado Convenio, las partes han considerado necesario celebrar un nuevo "CONVENIO INTERNACIONAL RELATIVO A LA CONSTITUCIÓN DE UN MERCADO IBERICO DE LA ENERGIA ELECTRICA ENTRE EL REINO DE ESPAÑA Y LA REPUBLICA PORTUGUESA", que fue firmado por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y por el Ministro del Estado y de las Actividades Económicas y de Trabajo de la República Portuguesa, con fecha 1 de octubre de 2004. En dicho Convenio se establece el inicio del funcionamiento del MIBEL antes del 30 de junio de 2005, con el libre e igual acceso de los agentes a ambas partes de los mercados.

entrada en funcionamiento del MIBEL, para lo que se precisa la homogeneización de ambos sistemas eléctricos. Aunque se hayan alcanzado progresos en la liberalización del mercado minorista portugués, puesto que desde julio de 2004 se ha producido la liberalización total del mercado, siguen persistiendo asimetrías en relación con España en el mercado mayorista.

No obstante, en los últimos años se han adoptado medidas destinadas a alcanzar una situación de homogeneidad con respecto al mercado español. En este sentido cabe destacar la supresión de los Contratos de Adquisición de Energía a largo plazo (CAEs) que existían en el mercado de producción portugués³⁷. Además, cabe citar la reciente legislación portuguesa destinada a la culminación del proceso de constitución del mercado ibérico de electricidad. Así, la reforma de la normativa energética que se llevó a cabo en 2003 supuso la creación de la figura del comercializador y del agente externo. La nueva legislación consagra el ejercicio de nuevas actividades como son la comercialización al por mayor y al por menor y la importación y exportación de electricidad. Igualmente, se establecen normas generales para la creación de un mercado libre y se define el mercado organizado. Asimismo, se ha iniciado la privatización del principal operador del mercado portugués (EDP) que, a la fecha, no ha finalizado.

Todo lo anteriormente expuesto representa la adopción de importantes pasos destinados a adaptar el mercado energético luso a un mercado en competencia. Pero todavía no puede concluirse que la situación actual sea equivalente a la existente en el mercado español, dado que se trata de medidas recientes que han de hacerse efectivas.

Por otro lado, y al margen del necesario proceso de homogeneización de los mercados para el desarrollo del MIBEL, se hace además preciso el aumento de la capacidad de

³⁷ Los CAEs prevén que el operador del sistema eléctrico portugués compre un montante garantizado de electricidad a los productores habilitados, a un precio y por un periodo de tiempo garantizado que se prolonga hasta el 2027. Estos contratos representaban cerca del 85 por ciento de la producción en Portugal, constituían una restricción del mercado, haciéndose precisa su cancelación a los efectos de la apertura del mercado luso, siendo sustituidos mediante el pago de compensaciones en concepto de costes de transición a la competencia (“*custos ociosos*”). La eliminación de los contratos a largo plazo es una medida imprescindible a los efectos de asegurar la existencia de un volumen significativo de energía eléctrica en Portugal que sea susceptible de negociación en el MIBEL y posibilita la futura actuación de los agentes españoles en el mercado portugués en condiciones de igualdad.

interconexión entre España y Portugal, como condición básica para que aquel sea efectivo. A lo largo de 2004 se ha llevado a cabo el refuerzo de las interconexiones con Portugal y en concreto, se ha puesto en servicio el segundo circuito de la línea de 400kV Cartelle-Lindoso y el primer circuito de la línea de 400Kv Balboa-Alqueva, que incrementará en un 20 por ciento la capacidad de interconexión entre ambos países. Asimismo, están previstas otras inversiones destinadas al incremento de la capacidad de interconexión, y se han iniciado estudios para definir un nuevo eje de conexión a 400kV por la zona del Duero. En cuanto al Eje del Tajo, están previstas repotenciaciones para incrementar la capacidad de transporte en un horizonte temporal que finaliza en 2007.

Parece razonable considerar un mercado geográfico más amplio que el nacional, en este caso el mercado ibérico, únicamente cuando se tenga certeza sobre la materialización de aquel y sobre los resultados derivados del futuro escenario energético a corto plazo. Así, los reiterados retrasos en la puesta en funcionamiento del MIBEL, a pesar de los avances alcanzados en el proceso, introducen un alto grado de incertidumbre con respecto a la fecha de su entrada en funcionamiento y a sus resultados y, en consecuencia, no es conveniente considerarlo como mercado geográfico relevante para el análisis de la presente operación.

En este sentido se ha manifestado la Comisión Europea en el expediente de concentración M. 2947 VERBUND/ENERGIE ALLIANZ (Junio 2003) en el que se indica que *“los mercados austriacos del suministro a grandes clientes, pequeños distribuidores y pequeños clientes no están integrados con los mercados alemanes a pesar de que, en la actualidad, apenas hay barreras técnicas importantes. Lo mismo es aplicable si se tienen en cuenta las medidas del programa del mercado interior adoptadas hasta la fecha y pendientes de adopción en el ámbito del mercado de la electricidad, sobre todo las de la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, pues los efectos que se espera que surtan estas medidas en el camino hacia una apertura de los mercados nacionales, antes aislados unos de otros, no son lo suficientemente seguros y directos, según el resultado de la investigación de la Comisión, como para justificar la conclusión de que el mercado geográfico de referencia es de dimensión mayor.”*

En este apartado procede también hacer referencia al informe de la Comisión Europea con respecto a la concentración ENI/EDP/GDP³⁸ en el que se concluye que el mercado geográfico es nacional, manifestando la existencia de importantes incertidumbres y limitaciones en relación con el mercado ibérico. Entre ellas cabe destacar las siguientes:

1. la insuficiencia del actual nivel de interconexiones entre España y Portugal y de los incrementos previstos,
2. la elevada congestión de las interconexiones que se mantendrá a corto plazo,
3. la ausencia de impacto de la desaparición de los CAEs sobre los niveles de importación y de congestión y
4. la persistencia de importantes barreras regulatorias y de condiciones heterogéneas para la competencia en los mercados energéticos de los dos países.

En consecuencia, y en vista de todo lo señalado, en principio procede considerar que el mercado relevante geográfico sea de carácter nacional, sin perjuicio de que en el medio y largo plazo pueda ser de carácter ibérico.

No obstante lo anterior, resulta necesario examinar todavía la posibilidad de que existan mercados relevantes geográficos de dimensión menor al nacional. Si bien en ocasiones la Comisión Europea ha definido mercados relevantes geográficos más reducidos que los nacionales, cabe señalar que en España no existirían tales mercados tal y como sucede en otros estados miembros, debido a la inexistencia de diferencias significativas a nivel regional o local que permiten la definición de mercados locales o regionales diferenciados.

Por otra parte, habría que mencionar la particularidad de las restricciones técnicas, que forma parte del mercado de generación de energía eléctrica, y que se analiza separadamente del mercado de producción diario y de los servicios complementarios. En

³⁸ Case N°3440 ENI/EDP/GDP (09/12/2004) *“For all the reasons mentioned above, the Commission’s in-depth investigation therefore confirms that the relevant market for the wholesale of electricity is national in scope and that high uncertainties remain as to the reality of an Iberian electricity market in the near future for the purpose of the assessment of the present operation.”*

caso que se produzca una restricción en el mercado eléctrico nacional, ésta sólo puede ser resuelta por determinadas centrales ubicadas en la zona geográfica afectada por la restricción lo que supone la reducción del mercado geográfico al área concreta donde se haya producido la incidencia. Así, el mercado geográfico se ve reducido del ámbito nacional a la zona concreta en la que se ha producido la incidencia, habiendo de analizarse la operación en dicho ámbito regional.

El concepto de que el mercado de restricciones es un mercado distinto y de ámbito más reducido que el mercado de generación eléctrica o mayorista aparece en el Expediente 552/02 del TDC, incoado de oficio a varias empresas generadoras de electricidad como consecuencia de un informe remitido al SDC por parte de la CNE y relativo a la actuación de dichas empresas en el mercado diario de generación de energía eléctrica los días 19,20 y 21 de noviembre de 2001. En dicho expediente el TDC manifiesta que *“en relación con la dimensión del mercado afectado, son varias las zonas geográficas del mercado peninsular en que el suministro para resolver restricciones técnicas se ha visto directamente afectado y también se ha visto afectado todo el mercado peninsular.”*

A la vista de las consideraciones realizadas anteriormente y de los precedentes en operaciones de concentración europeas y españolas, se concluye que el mercado geográfico relevante de esta operación a los efectos del mercado de generación de energía eléctrica tiene tamaño peninsular español, con la excepción del proceso de restricciones, en el que se considerarán mercados geográficos reducidos al área geográfica donde se produce la incidencia.

7.2.2.2.2 Comercialización de electricidad

Al mercado de comercialización de electricidad se aplican consideraciones análogas a las realizadas para la comercialización de gas. En general se puede afirmar que se trata de un mercado de tamaño nacional, soportado por autorizaciones administrativas que tienen este carácter.

Así, como se ha citado previamente, en el caso Iberdrola/Berrueza el TDC reconocía que “*La limitación geográfica del mercado de comercialización está constituida por el ámbito nacional.*”

Por otra parte, dada la estrecha relación entre distribución y comercialización, podrían definirse ámbitos geográficos locales, teniendo en cuenta la estrecha relación existente entre ambas actividades, que tiende, para las empresas verticalmente integradas, a limitar el desarrollo de la comercialización fuera del área cubierta por el distribuidor afiliado.

7.3 Conclusiones sobre los mercados y actividades afectados

El Cuadro 6 presenta un resumen de los mercados relevantes, desde un punto de vista del producto y del ámbito geográfico, que serán analizados en detalle en el apartado 8 de este informe.

Cuadro 6 Resumen mercados relevantes para la operación GAS NATURAL-ENDESA

Mercados de producto y geográficos del gas natural		Mercados de producto y geográficos de la electricidad	
Transporte <ul style="list-style-type: none"> • <i>Infraestructuras de importación</i> • <i>Red gasista peninsular</i> 	Territorio peninsular español	-	-
Distribución (redes)	Ámbito geográfico de las autorizaciones administrativas	Distribución (redes)	Ámbito geográfico de las autorizaciones administrativas
Aprovisionamiento	Nacional/Cuenca Atlántica	Generación (matiz restricciones técnicas)	Nacional (con matiz regional)
Mercado minorista liberalizado (se analiza también mercado de	Territorio peninsular español (con matiz regional)	Mercado minorista liberalizado (se analiza también mercado de	Territorio peninsular español (con matiz regional)

Mercados de producto y geográficos del gas natural		Mercados de producto y geográficos de la electricidad	
suministro total) <ul style="list-style-type: none"> • <i>Clientes domésticos y comerciales</i> • <i>Clientes industriales</i> • <i>Generación eléctrica</i> 		suministro total) <ul style="list-style-type: none"> • <i>Clientes domésticos</i> • <i>Pymes</i> • <i>Grandes industriales</i> 	

Fuente: CNE

8 VALORACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LA OPERACIÓN SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA EN LOS DIFERENTES MERCADOS AFECTADOS

En este apartado se valora el impacto de la operación sobre la competencia en los mercados relevantes de gas y electricidad. El análisis de valoración se realiza comparando la situación actual con la resultante de realizarse la toma de control de ENDESA por parte de GAS NATURAL, sin considerar el plan de desinversiones propuesto. En cualquier caso, en el apartado 8.4 se valora este plan, y en particular el acuerdo con IBERDROLA, como uno de los posibles escenarios de cesión de activos.

Esta comparación tiene dos objetivos fundamentales. En primer lugar, establecer si la operación implica un aumento del poder de mercado de las empresas involucradas que “puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva”, de acuerdo con el artículo 16 de la Ley de Defensa de la Competencia. En segundo lugar, si este es el caso, se trata de analizar si la operación debería prohibirse o aprobarse bajo una serie de condiciones orientadas a preservar la competencia efectiva en los mercados relevantes.

La metodología de análisis empleada tiene como punto de partida la definición económica del concepto de poder de mercado. Siguiendo la literatura académica más reciente de la economía industrial:

*Poder de mercado es la capacidad de modificar en beneficio propio el precio del mercado respecto al nivel que tendría en competencia.*³⁹

Según esta definición el ejercicio de poder de mercado requiere que se cumplan dos condiciones. En primer lugar, es preciso que la empresa tenga la capacidad de alterar los precios en el mercado considerado como relevante (esta capacidad podría ser muy limitada si existen competidores capaces de ofrecer el mismo producto a costes

³⁹ “Market power is the ability to alter profitably prices away from competitive levels” (Stoft 2002, Newbery 2004). Esta definición se emplea también en el “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España” (Pérez Arriaga, J.I., 2005).
20 de diciembre de 2005

comparables y si la demanda es muy elástica al precio). En segundo lugar, la modificación de los precios debe ser rentable (en ausencia de este requisito podría considerarse, por ejemplo, que una central nuclear que retire su producción está ejerciendo poder de mercado, aún cuando esta estrategia podría implicar una clara pérdida para la compañía).

La definición anterior de poder de mercado tiene que ampliarse para incluir no solo actuaciones relacionadas con el beneficio a obtener por la alteración de precios, sino también, más en general, con conductas orientadas a dificultar el acceso de competidores potenciales o a restringir la demanda disponible para el mercado. Dichas conductas pueden surgir, por ejemplo, en sectores con elevada concentración horizontal y vertical y/o con relaciones conglomerales importantes, como las que existen entre el gas y la electricidad.

Por tanto, se pretende valorar el impacto de la operación sobre la capacidad y los incentivos a ejercer poder de mercado por parte del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA. No se trata de un análisis *ex post* orientado a estimar el ejercicio de poder de mercado sobre la base de evidencia empírica de precio y/o de conductas anticompetitivas observadas. Al contrario, el análisis es *ex ante* y pretende establecer si la estructura de mercado resultante de la operación contiene un mayor potencial para el ejercicio de poder de mercado con respecto a la situación actual. Como parte de esta valoración se tendrá también en cuenta el grado de contestabilidad de los mercados analizados, es decir la posibilidad de que la entrada de nuevos agentes resulte fácil y realizable en un corto plazo, ya que en este caso los operadores existentes no podrían beneficiarse del mantenimiento de precios altos durante mucho tiempo.

Para cada uno de los mercados relevantes identificados en el capítulo 7 se examinan esencialmente cuatro elementos básicos de su estructura⁴⁰, teniendo en cuenta además su probable evolución en el futuro próximo:

⁴⁰ Esta caracterización, que refleja ciertas especificidades propias de los sectores de gas y electricidad es consistente con los factores de análisis general indicados por el artículo 16 de la Ley de Competencia, que incluyen: *la delimitación del mercado relevante, su estructura, las posibilidades de elección de los proveedores, distribuidores y consumidores o usuarios, el poder económico y financiero de las empresas, la evolución de la oferta y la demanda, la competencia exterior.*

20 de diciembre de 2005

- El lado de la oferta, que a su vez incluye aspectos como la concentración horizontal, las tecnologías de producción/aprovisionamiento, la integración vertical y los posibles efectos conglomerales (principalmente integración de gas y electricidad).
- El lado de la demanda, tanto desde la perspectiva del tamaño/crecimiento previsto como de la capacidad de respuesta frente a incrementos de precio a los distintos segmentos de consumidores que puedan existir. La presencia de demanda elástica/inelástica es un factor importante de mitigación/ampliación del ejercicio de poder de mercado. Análogamente, la existencia de un margen holgado/estrecho entre capacidad de producción y demanda incentiva/limita la competencia mediante los agentes establecidos y la entrada de nuevos competidores.
- Los mecanismos de mercado, que están especialmente relacionados con el proceso de determinación de los precios y otras condiciones contractuales relevantes. La distinción fundamental es entre mercados organizados con precios y transacciones transparentes de corto plazo, y mercados caracterizados por contratos bilaterales confidenciales de largo plazo.
- La existencia de barreras a la entrada o el grado de contestabilidad del mercado. Entre los factores que pueden facilitar u obstaculizar la entrada de nuevos competidores, es importante subrayar el acceso a las infraestructuras, que depende esencialmente de la existencia de una regulación ATR efectiva y de la suficiencia de la capacidad instalada para abastecer la demanda y permitir la entrada de nuevos competidores.

En definitiva, el análisis que se presenta a continuación estudia los efectos de la operación sobre el grado de concentración horizontal y vertical en los mercados relevantes considerados, teniendo en cuenta tanto consideraciones cuantitativas (en particular: índices de concentración los mercados de generación eléctrica y de

aprovisionamiento de gas⁴¹, índices de pivotalidad en el mercado eléctrico⁴², análisis regional o por red de distribución y tasas de fidelización de los clientes en los mercados minoristas), como consideraciones cualitativas (*mix* de tecnología de generación, flexibilidad de los contratos de aprovisionamiento, posible existencia de barreras a la entrada, etc.).

8.1 Valoración de la operación desde la perspectiva de la integración horizontal

En este apartado se examina actividad por actividad la incidencia de la operación sobre la competencia, desde la perspectiva de la integración horizontal (solapamiento de actividades de la misma naturaleza de las dos partes que se integran).

8.1.1 Sector del gas natural

8.1.1.1 Actividad de transporte de gas natural

El acceso a las infraestructuras de transporte de gas es imprescindible para ejercer las actividades de aprovisionamiento y comercialización, especialmente teniendo en cuenta que casi todo el gas consumido en España tiene que ser importado. Cabe por tanto analizar la situación de estas infraestructuras, en cuanto a su titularidad, regulación y capacidad disponible para abastecer el mercado.

La actividad de transporte de gas es una actividad regulada por la Ley de Hidrocarburos de 1998 y sus desarrollos reglamentarios posteriores. La regulación establece el régimen retributivo, los procedimientos de autorización y las condiciones de utilización de las instalaciones. En particular, se garantiza el derecho de acceso, mediante solicitud y firma de los contratos previstos, en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias para todos los usuarios legalmente autorizados, que incluyen, de acuerdo con el artículo 70 de la Ley de Hidrocarburos, los consumidores cualificados, los comercializadores y los transportistas. Esto implica que la propiedad de los activos de transporte no confiere a sus titulares ningún derecho privilegiado de utilización de los mismos y no aporta ventajas en

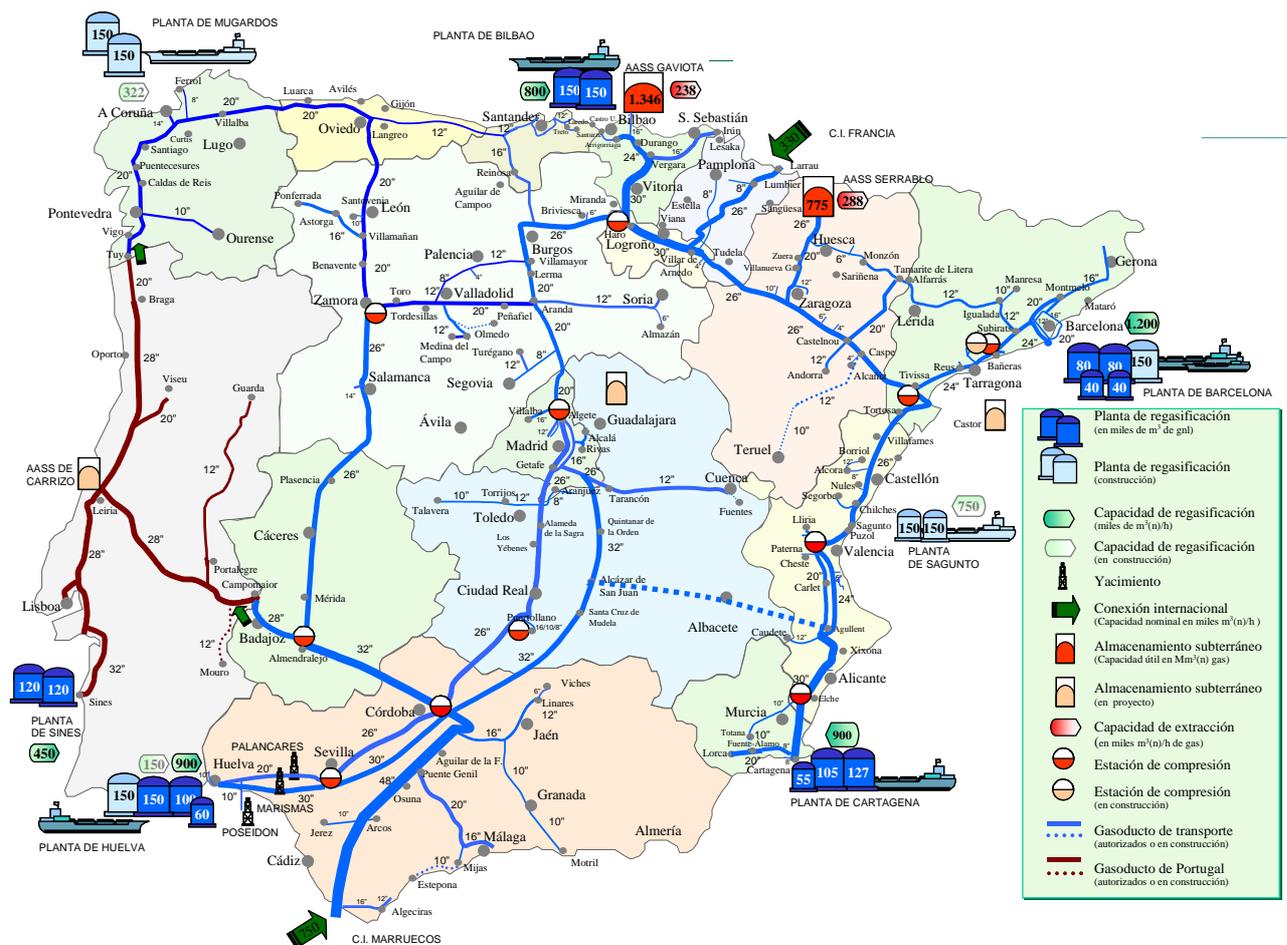
⁴¹ Ver Anexo A

⁴² Ver Anexo B

la realización de actividades competitivas como el aprovisionamiento y la comercialización.

De acuerdo con las consideraciones presentadas en el apartado 7.1, a continuación se analiza la incidencia de la operación sobre el transporte de gas como actividad de desarrollo y operación de redes, distinguiendo entre infraestructuras de importación e sistema de transporte interno. El Cuadro 7 representa el mapa general de ambas infraestructuras, correspondientes a la red básica y al transporte secundario del sistema gasista peninsular.

Cuadro 7 Red básica de gasoductos y transporte secundario (2º trimestre 2005)



Fuente: CNE

8.1.1.1.1 Infraestructuras de importación

Plantas de regasificación

En la actualidad existen cuatro plantas de regasificación, tres propiedad de ENAGAS (Barcelona, Cartagena y Huelva) y una propiedad de BBG (Bilbao) que tienen una capacidad total de almacenamiento de GNL de 1.137.000 m³ y una capacidad de emisión de 3.800.000 m³(n)/h. Durante el periodo 2006-2008, existen ampliaciones previstas con las que se alcanzará una capacidad de almacenamiento de 1.737.000 m³ y una capacidad de emisión de 5.150.000 m³(n)/h.

En el siguiente cuadro se desglosa la capacidad de las cuatro plantas de regasificación existentes, en función de sus parámetros básicos: los muelles de atraque de buques metaneros, los tanques de almacenamiento de GNL, la capacidad de los equipos de regasificación y la capacidad de carga de cisternas de GNL con destino a las plantas satélites.

Cuadro 8 Capacidad actual de las plantas de regasificación españolas.

Planta de regasificación	Titular	Capacidad de almacenamiento m ³ GNL	Capacidad de vaporización m ³ (n)/h	Capacidad carga cisternas camiones/día
Barcelona	ENAGAS	240.000	1.200.000	50
Huelva	ENAGAS	310.000	900.000	50
Cartagena	ENAGAS	287.000	900.000	50
Bilbao	BBG	300.000	800.000(a 72 bar)	15
TOTAL		1.137.000	3.800.000	165

Fuente: CNE

Actualmente se están construyendo dos nuevas plantas de regasificación en España: la planta de Sagunto, que promueve SAGGAS, cuya puesta en marcha se prevé para marzo 2006; y la planta de regasificación de Mugaros, que promueve REGANOSA, cuya fecha prevista para la puesta en marcha es diciembre 2006.

La planta de Sagunto tendrá una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ y 750.000 m³(n)/h de capacidad de emisión. Por su parte, la planta de Mugaros tendrá una capacidad de almacenamiento 300.000 m³ y 412.800 m³(n)/h de capacidad de emisión.

Además, se prevé la construcción adicional de dos plantas de regasificación, una en la Isla de Gran Canaria, que entraría en funcionamiento en el año 2008, y otra en la Isla de Tenerife, cuya puesta en marcha sería en el año 2009. Ambas están promovidas por la empresa Cía. Transportista de Gas Canarias.

Gasoductos de conexión internacional

España dispone de cuatro conexiones internacionales por gasoducto, todas ellas propiedad de ENAGAS, una con Francia por Larrau (Pamplona), otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz), y dos con Portugal: una en Badajoz por la que se alimenta a Portugal y otra en Tuy (Pontevedra) por la que se recibe gas desde Portugal.

La capacidad de transporte de las conexiones internacionales se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 9 Flujos de gas contractuales de las conexiones internacionales por gasoducto en 2003.

Localización	Titulares	Capacidad m ³ (n)/h
Larrau	ENAGAS / GDF	280.000
Tarifa (España y Portugal)	ENAGAS / SAGANE	1.240.000
Badajoz (salida hacia Portugal)	ENAGAS / TRANSGAS	-355.000
Tuy (entrada hacia España)	ENAGAS / TRANSGAS	40.000
ENTRADAS NETAS AL SISTEMA ESPAÑOL		1.031.000

Fuente: ENAGAS

La capacidad de la conexión de Tarifa, gasoducto del Magreb, es aproximadamente de 1.240.000 m³(n)/h, si bien podría añadir otros 232.500 m³(n)/h en el supuesto de existir una limitación en la emisión de la planta de Huelva.

La capacidad de la conexión de Larrau es de 280.000 m³(n)/h, pudiendo llegar puntualmente a vehicular 300.000 m³(n)/h. De acuerdo con el GTS, si el transportista francés aumenta la presión de entrega en 0,048 bar por cada 1.000 m³(n)/h adicionales, Larrau podría aportar hasta un máximo de 330.000 m³(n)/h.

La capacidad de la conexión de Tuy, de 40.000 m³(n)/h, podría aumentar 1.000 m³(n)/h por cada aumento de presión en la red portuguesa de 0,154 bar hasta un máximo adicional de 64.580 m³(n)/h. Asimismo, se pueden realizar intercambios de gas en Badajoz con el gas introducido por Tarifa para el mercado portugués.

En los próximos años entrarán en funcionamiento dos nuevos proyectos de conexión internacional.

- Por un lado, la conexión internacional por Irún, promovida por NATURCORP, será la primera en entrar en funcionamiento. De hecho, el tramo español, “Irún – Frontera Francesa” ha entrado en funcionamiento a finales del año 2004. No obstante, quedan por realizarse los 23 km de los que consta el tramo francés hasta Lussanec y que se prevé estén operativos a finales del año 2005. De todas formas, esta conexión no alcanzará su máxima capacidad de vehiculación, facilitando el tránsito con Francia, hasta la construcción del gasoducto “Bergara-Irún” que, por los datos comunicados su finalización, se retrasará hasta el tercer trimestre del año 2007.
- Por el otro, el Proyecto Medgaz, promovido por un conjunto de empresas energéticas⁴³, es el proyecto más destacable de las conexiones internacionales previstas. Este proyecto de conexión submarina entre Argelia y España, por Almería, cuya capacidad inicial será de unos 300 GWh/día (8 bcm/año), está previsto que entre en funcionamiento a principios del año 2009.

⁴³ Cepsa, Sonatrach, Endesa, TOTAL, BP, Gaz de France e Iberdrola. El proyecto se describe más en detalle en el 8.1.1.3 sobre aprovisionamiento de gas.
20 de diciembre de 2005

Además, existe la posibilidad, de una ampliación del Gasoducto del Magreb hasta una capacidad de 1.660.000 m³(n)/h para el año 2011, dependiendo de la existencia de contratos de aprovisionamiento que lo justifiquen.

8.1.1.1.2 Sistema de transporte interno

Gasoductos de transporte

El transporte de gas natural en la península Ibérica está articulado en cinco ejes principales, cuatro de ellos en dirección norte – sur y el otro este – oeste:

- Eje Oriental: Barcelona – Cartagena
- Eje Central: País Vasco – Huelva
- Eje Occidental: Oviedo – Almendralejo
- Eje occidental hispano – portugués: Oviedo – Coruña – Pontevedra – Tui – Braga – Leiria – Campo Maior – Badajoz – Córdoba
- Eje del Ebro: Tivissa – Haro

Para el año 2007 se prevé la entrada en funcionamiento del gasoducto “Alcázar de San Juan-Montesa”, conocido como transversal, y que permitirá conectar por el sur a los ejes central y mediterráneo aumentando el mallado de la red y la seguridad del sistema.

De acuerdo con los datos disponibles a octubre de 2005, los gasoductos de transporte en España totalizan alrededor de 8.400 km. El reparto de la red de transporte por empresas se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 10 Empresas con activos de transporte a diciembre de 2004.

Empresa	Km. de gasoducto	Porcentaje (%)
ENAGAS	6.834	81,39%
Gasoducto de Extremadura (ENAGAS +Transgas)	250	2,98%
Al-Ándalus (ENAGAS +Transgas)	277	3,30%
Endesa Gas Transportista (Incluido Gas Aragón)	166	1,98%
Gas Natural	624	7,43%
Gas de Euskadi Transporte S.A.U.	153	1,82%

Empresa	Km. de gasoducto	Porcentaje (%)
Transportista Regional del Gas	80	0,95%
Infraestructuras Gasistas de Navarra	13	0,15%
TOTAL	8.397	100,00%

Fuente: CNE

Almacenamientos Subterráneos de gas natural

En la actualidad España posee dos almacenamientos subterráneos, que son antiguos yacimientos depletados de gas natural: Serrablo (Huesca) propiedad de ENAGAS S. A. y Gaviota (almacenamiento “off-shore” situado a 8 km de la costa de Vizcaya) propiedad de RIPSAs (Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A).

Cuadro 11 Características de los almacenamientos subterráneos de gas natural en el momento actual

Almacenamientos	Titular	Capacidad de almacenamiento Mm ³ (n)			Capacidad de vehiculación Mm ³ (n)/día	
		Gas colchón	Gas útil	Gas total	Inyección	Extracción
SERRABLO (Aurín y Jaca)	ENAGAS	420	635	1.055	3,9	6,9
GAVIOTA	RIPSA	1.702	779	2.481	4,5	5,7
TOTAL		2.122	1.414	3.536	8,4	12,6

Fuente: ENAGAS

En los próximos años, se prevé la utilización como almacenamientos subterráneos, una vez agotados y dependiendo de los resultados de los análisis de viabilidad, de los yacimientos de Marismas y Poseidón. Marismas está situado en el valle del Guadalquivir y su propietaria es la empresa Locs Oil Company of Spain, S.A., mientras que Poseidón está en el Golfo de Cádiz y su propietaria es RIPSA.

En el año 2007, empezará a funcionar el nuevo almacenamiento de Santa Bárbara, en Yela, aunque dado que el ciclo de inyección para llenado del almacenamiento durará aproximadamente un año, parece complicado que pueda estar disponible para extracción todo el gas útil de dicho almacenamiento antes de 2008.

También es posible que en el próximo lustro se produzcan ampliaciones de los almacenamientos subterráneos existentes, y que empiece a funcionar un nuevo almacenamiento subterráneo en Amposta, condicionado a la viabilidad del un antiguo yacimiento petrolífero (proyecto Castor) donde se están realizando sondeos de investigación para confirmar la idoneidad de la estructura como almacén subterráneo de gas natural.

8.1.1.1.3 Evolución de la capacidad de entrada al sistema gasista 2005 – 2008

En el “Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura”, que realiza esta Comisión, se evalúa en un horizonte de cinco años tanto el grado de cumplimiento de la planificación programada como el comportamiento del sistema con las infraestructuras previstas para hacer frente a la evolución de la demanda

en dicho periodo. El último periodo analizado por este informe es comprendido entre el año 2005 y el año 2008.

En el mismo, se comparaba la evolución en las capacidades de entradas previstas con el escenario de demanda punta, factor que se utiliza para el dimensionamiento de infraestructuras de transporte.

En el cuadro siguiente, se muestra la evolución de la capacidad nominal de los puntos de entrada al sistema y la demanda punta prevista, así como el grado de cobertura existente en el sistema.

Cuadro 12 Balance de la capacidad máxima de entrada al sistema y la demanda punta

CAPACIDAD DE ENTRADA POR INSTALACIÓN	2004	2005	2006	2007	2008
	GWh/día	GWh/día	GWh/día	GWh/día	GWh/día
Plantas Regasificación Peninsulares	1.060	1.269	1.736	1.736	1.736
Barcelona	335	460	502	502	502
Cartagena	251	293	335	335	335
Huelva	251	293	377	377	377
Bilbao	223	223	223	223	223
Sagunto	0	0	209	209	209
Mugardos	0	0	90	90	90
Almacenamientos Subterráneos	146	146	146	262	262
Serrablo	80	80	80	80	80
Gaviota	66	66	66	66	66
St. Bárbara	0	0	0	116	116
Entradas Internacionales	438	438	438	508	808
Tarifa	346	346	346	346	346
Larrau	92	92	92	162	162
Medgaz					300
Yacimientos Nacionales	18	18	18	18	0
Total Capacidad de entrada	1.663	1.872	2.339	2.524	2.806

DEMANDA PUNTA PREVISTA	2004	2005	2006	2007	2008
Escenario Central	1.441	1.627	1.771	1.909	2.039
Escenario Superior	1.441	1.700	2.007	2.345	2.474

GRADO DE COBERTURA DE LA DEMANDA	2004	2005	2006	2007	2008
Escenario Central	115%	115%	132%	132%	138%
Escenario Superior	115%	110%	117%	108%	113%

Fuente: Informe Marco CNE 2004

A la vista de estos datos, no es previsible que se presenten problemas de cobertura de demanda, salvo que se dieran situaciones de demanda punta superiores a las previstas y las capacidades de las entradas en ese momento fuesen inferiores a las anunciadas. Es importante recordar que las plantas de regasificación pueden ver disminuida su capacidad por falta de abastecimiento de gas, si se producen cierres de puertos.

Por tanto, se prevé que el sistema tendrá en un futuro próximo un margen razonable de capacidad residual en las entradas del sistema para la cobertura de la demanda, aún cuando podrían surgir restricciones en el sistema de transporte y distribución. En principio, esta sobrecapacidad existente en el sistema debería facilitar la contratación de la capacidad de entrada en las instalaciones por parte de los agentes, dado que las necesidades físicas del mercado son inferiores a las proporcionadas por las instalaciones de acceso al sistema.

8.1.1.1.4 Capacidad de acceso

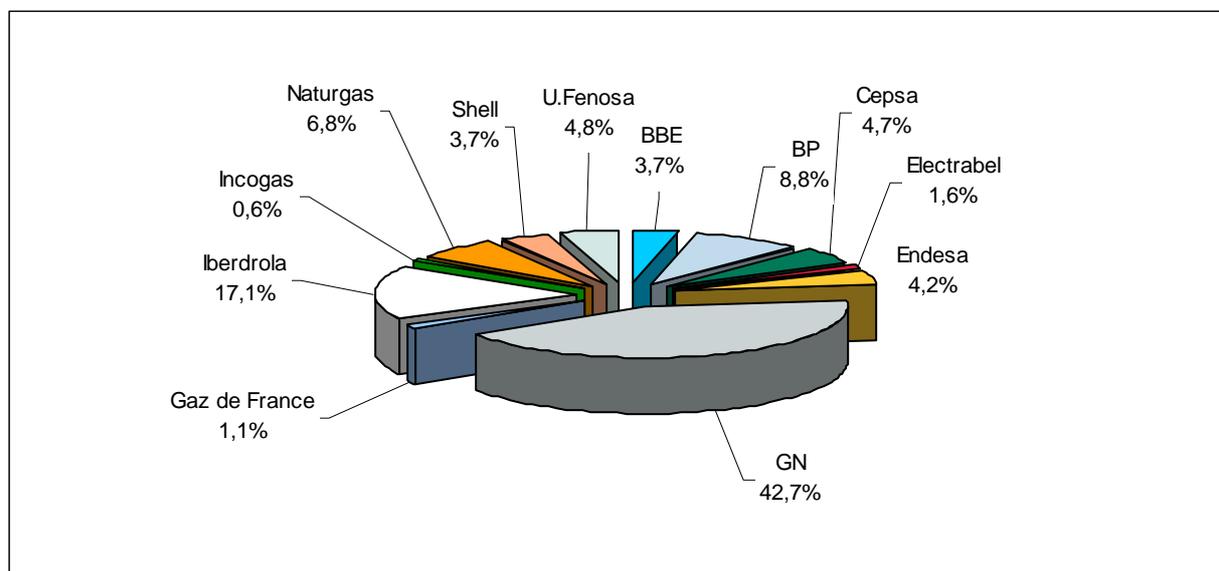
Dentro del desarrollo normativo del acceso de terceros a las redes, el artículo 6 del Real Decreto 949/2001, modificado por el Real Decreto 1434/2002, determina que *“los titulares de las instalaciones de almacenamiento, regasificación y transporte publicarán con periodicidad trimestral la capacidad contratada, disponible y ampliaciones previstas en cada una de sus instalaciones, distinguiendo la capacidad asignada a tránsitos internacionales, la asignada a mercado regulado y la capacidad contratada en el mercado liberalizado. Además, para cada uno de esos segmentos se distinguirá entre la capacidad asignada a los contratos de acceso de duración mayor o igual a dos años y los contratos de acceso de duración inferior a dos años.”*

Actualmente en España hay 5 empresas transportistas titulares de instalaciones de almacenamiento, regasificación y transporte (gasoductos de entrada al sistema gasista). Estos transportistas, BBG, ENAGAS, GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, Planta Regasificadora de Sagunto y REGANOSA, publican en sus páginas *Web* la capacidad de las instalaciones de entrada de las que son titulares.

En diciembre de 2004, existían 19 agentes (14 compañías comercializadoras, 4 consumidores cualificados y 1 transportista) con contratos de acceso a las instalaciones de transporte del sistema gasista español. De ellos, solamente tenían contratos en vigor con reservas de capacidad de entrada 12 comercializadoras, las mismas que a finales de 2003, destacando GAS NATURAL COMERCIALIZADORA (con un 42,7% de la capacidad total contratada), seguida de IBERDROLA (17,1%) y BP GAS ESPAÑA (8,8%). A 31 de diciembre de 2004 la capacidad de entrada al sistema gasista que estaba contratada representaba a un total de 997 GWh/día.

En el Cuadro 13 se puede apreciar el porcentaje de capacidad de entrada contratado en diciembre de 2004 por cada comercializadora de acuerdo con la información recibida⁴⁴ hasta marzo de 2005.

Cuadro 13 Contratación de capacidad de entrada en el mercado liberalizado en diciembre de 2004, con fecha de inicio de servicios hasta 31 de diciembre de 2004



Fuente: CNE, contratos de acceso remitidos por los titulares de instalaciones.

Las instalaciones con mayor capacidad contratada son las plantas de Cartagena, Huelva y Bilbao, así como la conexión internacional de Larrau, todas ellas con más del 80% de la capacidad nominal de las mismas contratadas.

⁴⁴ No se incluyen los contratos de reserva de capacidad futura que aún no han entrado en funcionamiento y otros contratos cuya fecha de inicio es posterior a diciembre de 2004.
20 de diciembre de 2005

Capacidades contratadas y disponibles para el futuro

De acuerdo con los últimos datos de publicación de capacidades, para el primer trimestre de 2006 la capacidad contratada en las plantas de regasificación es del 100 % en Cartagena, del 87% en Barcelona, del 78% en Huelva, y del 69% en Bilbao.

Para los próximos años se prevé un aumento significativo de la capacidad disponible en las plantas de regasificación, por la entrada en funcionamiento de las plantas de Sagunto (a partir de marzo de 2006) y de Ferrol (desde diciembre de 2006), con lo que se mantendrá un grado de cobertura superior al 10% sobre la demanda prevista, por lo que no se prevén limitaciones para la contratación de capacidad en las plantas de regasificación. La capacidad contratada en Sagunto y Ferrol es del 87% y 81%, respectivamente.

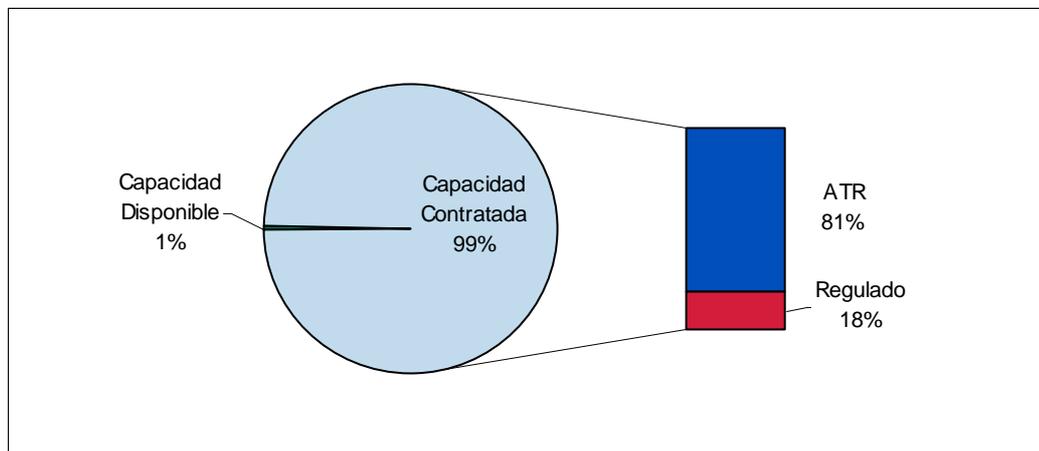
En relación con las conexiones internacionales por gasoducto, no existe capacidad disponible por la conexión internacional de Tarifa, que se encuentra en parte reservada por GAS NATURAL y TRANSGAS y en parte asignada al mercado regulado español, según lo publicado por ENAGAS. La capacidad de entrada por Francia (Larrau) se encuentra también casi completamente contratada por Gas Natural. El proyecto Medgaz, de conexión con Argelia, en el que participan un grupo de 5 comercializadores, no estará disponible antes de 2009.

En lo que concierne la conexión con Portugal (Tuy), toda la capacidad existente está en la actualidad disponible para contratar, según lo publicado por ENAGAS. Por otra parte, es importante tener en cuenta que, hasta que no se produzca la transposición de la Directiva 2003/55/CE, en Portugal no hay derecho de acceso a las infraestructuras gasistas, al ser considerado por la Directiva anterior como mercado emergente del gas. Por esta razón la planta de regasificación de Sines no se considera en este análisis.

En relación con otras infraestructuras, se pueden producir situaciones de restricciones de capacidad en los almacenamientos subterráneos de gas, que no tienen capacidad para almacenar los 35 días de existencias mínimas previstos en la legislación, y en la carga de 20 de diciembre de 2005

camiones cisterna de GNL, por insuficiencia de los cargaderos de las plantas de regasificación para atender a la demanda de este segmento de mercado (alrededor del 5 % del consumo de gas natural en España). Sobre este último aspecto cabe destacar la información referente a la carga de cisternas que proporcionan ENAGAS y BBG. Actualmente se encuentra contratado el 99% de la capacidad de carga de cisternas, en su mayor parte destinada a mercado liberalizado.

Cuadro 14 Capacidad de carga de cisternas contratada y disponible en diciembre de 2005



Fuente: Capacidades publicadas en noviembre de 2005

A continuación se aporta una descripción más detallada de la capacidad de acceso contratada y disponible en diciembre de 2005. En esta fecha, la información proporcionada por los titulares de las instalaciones indica que existe capacidad de entrada al sistema gasista disponible para contratar por los sujetos con derecho de acceso en las instalaciones de ENAGAS, en las plantas de regasificación y en las conexiones internacionales de Larrau (condicionada al aumento de presión al otro lado de la frontera) y Tuy, así como en la planta de regasificación de BBG.

Cuadro 15 Capacidad de entrada al sistema contratada y disponible en diciembre de 2005 (GWh/día)

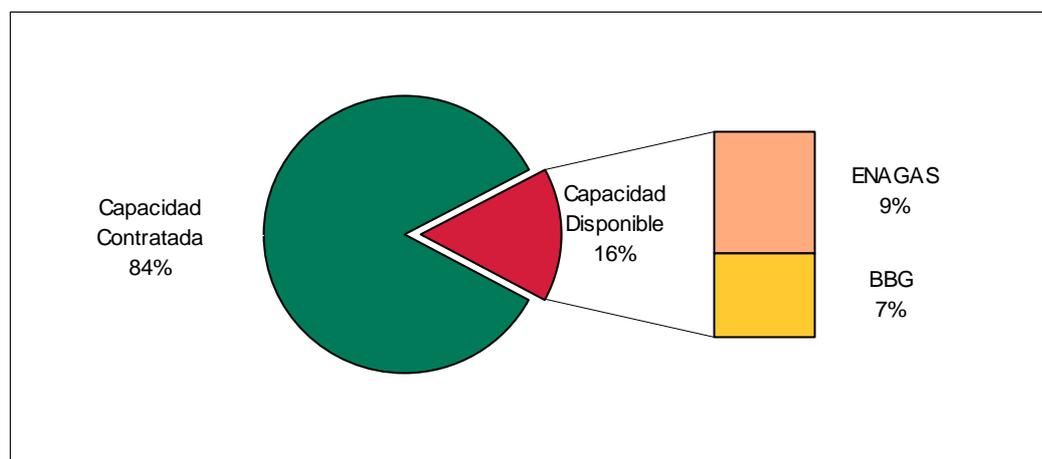
ENAGAS						BBG	TOTAL
Barcelona	Cartagena	Huelva	Larrau	Tarifa	Tuy	Bilbao	

Cap. Contratada	328,49	327,68	221,32	73,23	354,65	0,00	113,19	1.418,57
Cap. Disponible	50,91	0,00	71,60	18,83	0,00	18,02	110,10	269,47
TOTAL (1)	379,41	327,68	292,92	92,06	354,65	18,02	223,29	1.688,03

(1) En instalaciones de ENAGAS, la capacidad total de las plantas, considerada como suma de la contratada y la disponible, supera a veces la capacidad máxima de la instalación, debido a que oferta una capacidad disponible extra, denominada "Otra capacidad disponible", que se origina por la estacionalidad del mercado doméstico-comercial y los periodo de pruebas de los ciclos combinados.

Fuente: Capacidades publicadas en noviembre de 2005

Cuadro 16 Cuotas de capacidad de entrada al sistema contratada y disponible en diciembre de 2005 por titular de instalaciones



Fuente: Capacidades publicadas en noviembre de 2005

En el siguiente cuadro se aprecia la capacidad de entrada al sistema contratada y disponible para diciembre de 2006, suponiendo en operación la planta de regasificación de Sagunto y la planta de Mugaros.

Cuadro 17 Capacidad de entrada al sistema gasista contratada y disponible en diciembre de 2006, clasificada por punto de entrada (GWh/día)

	ENAGAS						BBG	REGANOSA	SAGGAS	TOTAL
	Barcelona	Cartagena	Huelva	Larrau	Tarifa	Tuy	Bilbao	Mugaros	Sagunto	
Cap. Contratada	274,68	294,90	217,49	73,23	353,25	0,00	169,33	209,23	93,77	1.685,88

Cap. Disponible	111,82	39,87	117,29	18,83	1,39	18,02	53,96	0,00	21,45	382,63
TOTAL	386,50	334,77	334,77	92,06	354,65	18,02	223,29	209,23	115,22	2.068,50

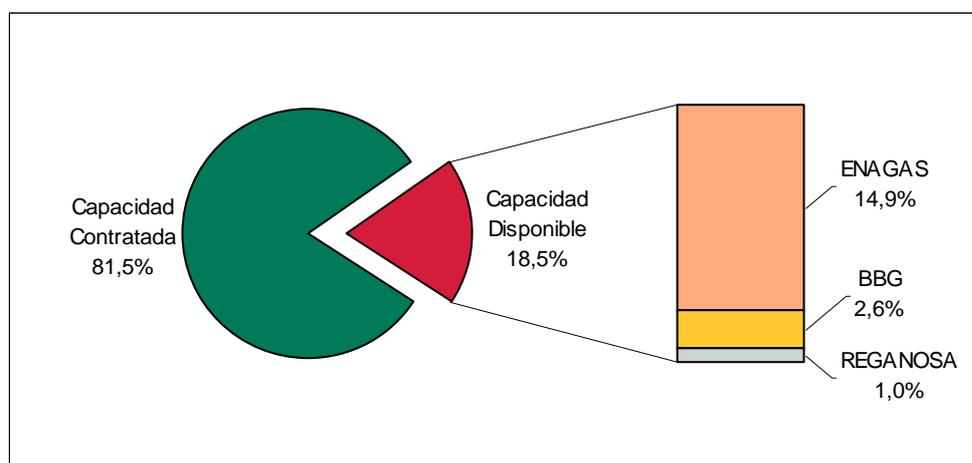
Fuente: Capacidades publicadas en noviembre de 2005

Se observa, por tanto, un crecimiento de la capacidad total de entrada del sistema gasista, que asciende de 1.688 GWh/día en diciembre de 2005 a 2.068,50 GWh/día en diciembre de 2006, lo que supone un incremento de 380,5 GWh/día (22,5%). Este crecimiento se debe a las dos nuevas terminales de regasificación en Mugaros y Sagunto, y a las ampliaciones en las plantas de ENAGAS.

También se produce un aumento de 267,31 GWh/día (18,8%) de la capacidad contratada, que pasa de 1.418,57 GWh/día a 1.685,88 GWh/día. En lo que se refiere a la capacidad de entrada disponible para contratar, se produce un aumento de 113,16 GWh/día (42%), desde los 269,47 GWh/día en diciembre de 2005.

De acuerdo con los últimos datos de publicación de capacidades, para diciembre de 2006, la capacidad contratada en las plantas de regasificación será del 88 % en Cartagena, del 71 % en Barcelona, del 65 % en Huelva, del 76% en Bilbao, del 100% Sagunto y del 81% Mugaros.

Cuadro 18 Cuotas de capacidad de entrada al sistema gasista disponible en diciembre 2006 por titular de instalaciones



Fuente: Capacidades publicadas en noviembre de 2005

Respecto a la contratación de la capacidad de entrada en las instalaciones es importante destacar que la información sobre la disponibilidad y saturación debe servir de indicador de aquellas zonas donde la ampliación de la capacidad de las infraestructuras resulta más urgente, siendo por tanto un factor muy importante a la hora de planificar el desarrollo del sistema, y en particular, la ampliación de las plantas de regasificación.

Finalmente, es importante mencionar la capacidad contratada y disponible en los almacenamientos. ENAGAS publica la capacidad de almacenamiento correspondiente a los almacenamientos subterráneos desde el año 2005 hasta 2014 en su página *Web*, así como la capacidad de inyección y extracción de los mismos. Respecto a la contratación del almacenamiento subterráneo por parte de terceros la mayor parte de los contratos de acceso firmados son a corto plazo, de manera que a fecha de abril de 2005 no se señala capacidad de almacenamiento contratada más allá de octubre de este mismo año.

Cuadro 19 Capacidad de almacenamiento subterráneo contratada y disponible en diciembre de 2005 (GWh)

TOTAL ALMACENAMIENTOS	
Capacidad contratada	14.247,54
Capacidad en negociación	1.838,92
Capacidad disponible	13.066,54
TOTAL	29.152,99

Fuente: Capacidades publicadas en noviembre de 2005

La entrada en vigor del Real Decreto 1716/2004, que regula la obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de gas, ha producido un incremento notable de la capacidad de almacenamiento contratada

8.1.1.1.5 Estructura empresarial de la actividad de transporte de gas natural

La propiedad de los activos de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo de gas natural en España es muy concentrada. ENAGAS es la primera empresa

transportista en España, titular de tres de las cuatro plantas de regasificación que actualmente están operativas en España, de más del 85% de los gasoductos de transporte, y de uno de los dos almacenamientos subterráneos

Las unidades técnicas que caracterizan cada tipo de infraestructura de transporte (plantas de regasificación, gasoducto, almacenamiento, etc.) son diferentes, por tanto, al objeto de poder homogenizar y cuantificar la participación de cada empresa en la actividad de transporte, se puede considerar como un parámetro adecuado el montante total de los costes fijos de regasificación, almacenamiento y transporte acreditados a cada una de las empresas que realizan estas actividades. El siguiente cuadro recoge dichos valores actualizados a 28 de septiembre de 2005.

Cuadro 20 Coste fijo acreditado en regasificación, transporte y almacenamiento

GRUPO DE EMPRESAS	COSTE FIJO ACREDITADO (€)	%
ENAGAS, S.A.	517.376.083	88,01%
BBG	41.500.813	7,06%
GAS NATURAL, S.A.	16.558.808	2,82%
GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U.	10.450.330	1,78%
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.	1.263.288	0,21%
INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA, S.L.	621.699	0,11%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	80.317	0,01%
TOTAL	587.851.338	100,00%

Fuente: Orden ITC 102/2005 y retribuciones reconocidas por MITC durante el año 2005

Las participaciones directas e indirectas de las empresas que intervienen en la operación en la actividad de transporte se resumen en el siguiente cuadro.

Cuadro 21 Participaciones en empresas de transporte, regasificación y almacenamiento

EMPRESAS	PARTICIPACIÓN DE GAS NATURAL	PARTICIPACIÓN DE ENDESA
ENAGAS, S.A.	17,8%	0%
GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U.	9,4%(*)	0%
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.	0%	45%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0%	100%

(*) Participaciones accionariales indirectas a través de la participación en NATURCORP.

Fuente: CNE

Participaciones de Gas Natural

El grupo GAS NATURAL es propietario de activos de transporte que representan el 2,8% del coste fijo acreditado de la actividad. Además, tiene una participación directa del 17,8% en ENAGAS e indirecta del 9,4% en GAS EUSKADI TRANSPORTE, como consecuencia de su participación directa en NATURCORP.

Respecto a la participación en ENAGAS, se debe indicar que GAS NATURAL sólo ejerce derechos de voto en ENAGAS por un 5%, de acuerdo con la Disposición Adicional 20ª de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, modificado por el artículo 92 de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. De acuerdo con esta disposición, GAS NATURAL deberá proceder a la venta del capital necesario con el fin de reducir su participación al máximo del 5% antes del 30 de diciembre de 2006.

En relación con la participación indirecta sobre GAS EUSKADI TRANSPORTE que GAS NATURAL posee derivada de su participación en el 9,4% en NATURCORP, cabe indicar que debido a que tanto GAS NATURAL como NATURCORP son operadores principales en el sector gasista, GAS NATURAL solo puede ejercer derechos de voto NATURCORP hasta un máximo del 3%, en virtud del artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000⁴⁵.

Por último, se destaca que el grupo GAS NATURAL es propietario al 100% de la empresa SAGANE, que tiene los derechos de transporte de gas sobre el tramo marroquí del gasoducto que une Argelia con España por Tarifa, aunque este no forma parte del sistema gasista español y es más apropiado considerarlo como perteneciente a la actividad de aprovisionamiento realizada por GAS NATURAL.

⁴⁵ Este artículo establece que, las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en un mismo mercado o sectores una proporción superior al 3%, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje. Por tanto, tal limitación es también aplicable a la participación indirecta sobre Gas Euskadi Transporte.

Participaciones de Endesa

Endesa es propietaria de activos de transporte de gas a través de su filial ENDESA GAS TRANSPORTISTA y tiene una participación directa del 45% en TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS. La cuota que representan ambas empresas en la actividad de transporte es poco significativa, pues apenas sobrepasan el 0,2% del conjunto de la actividad, medida en términos de retribución anual reconocida.

Además, ENDESA participa directamente en los dos promotores que están construyendo plantas de regasificación en estos momentos, y cuya puesta en marcha está prevista durante el año 2006. En concreto, posee un 20% de SAGGAS, promotora y propietaria de la planta de regasificación de Sagunto, y un 21% de REGANOSA, promotora y propietaria de la planta de regasificación de Ferrol y una futura red de gasoductos de transporte de 130 Km. de longitud.

Por la similitud de infraestructuras, el orden de magnitud de los costes fijos acreditados de estas empresas será previsiblemente similar al de BBG.

Por último, también se debe indicar que ENDESA participa con un 12% en la sociedad MEDGAZ, que realizará el tramo internacional submarino de la nueva conexión internacional por gasoducto entre Argelia y España, aunque esta se sitúa fuera del sistema gasista español y es más apropiado considerarlo como parte de la actividad de aprovisionamiento realizada por ENDESA.

8.1.1.1.6 Estructura empresarial de la actividad de transporte de gas natural tras la operación propuesta

El grupo resultante de la operación, sin considerar desinversiones, sería propietaria de activos de transporte existentes que representarían alrededor del 19% del conjunto de la actividad en términos retributivos, es decir:

- Los activos de titularidad actual de GAS NATURAL, que incluyen activos de transporte secundarios, la participación en un 17,8% en ENAGAS y en un 9,4% en GAS DE EUSKADI TRANSPORTE.
- Los activos de titularidad actual de ENDESA, que comprenden la participación del 100% de ENDESA GAS TRANSPORTISTA y el 45% de TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS.

A estos activos se añadiría la titularidad del 20% de SAGGAS y del 21% de REGANOSA, sociedades promotoras de dos nuevas plantas de regasificación, en Sagunto y en Mugaros, respectivamente.

Por último, el nuevo grupo tendría una posición de control relevante en gasoductos de transporte internacional que conectan (o conectarán en futuro) España a Argelia, mediante una participación del 100% en SAGANE y del 12% en MEDGAZ.

8.1.1.2 Actividad de distribución de gas natural

La distribución de gas es una actividad regulada por la Ley de Hidrocarburos de 1998 y sus desarrollos reglamentarios posteriores. Análogamente al transporte, la regulación establece el régimen retributivo, los procedimientos de autorización y las condiciones de utilización de las instalaciones. En particular, se garantiza el derecho de acceso de terceros a las redes de distribución en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias para los comercializadores, los transportistas, los distribuidores y los consumidores cualificados. Sin embargo, como se analizará más en detalle en los apartados 8.1.1.4 y 8.2.4, la actividad de distribución de gas tiene una interrelación compleja con la comercialización, que incluye no solo la contratación del acceso a las instalaciones por parte de los comercializadores, sino también el acceso a la información que el distribuidor gestiona sobre los consumidores conectados a sus redes, el proceso de facturación y la provisión de varios servicios, como la atención al cliente o la inspección de las instalaciones.

Debido a esta complejidad y a la integración vertical existente entre distribución y comercialización en los principales grupos empresariales que desarrollan estas

actividades, la incidencia de la distribución sobre el desarrollo de la competencia en comercialización es especialmente relevante. Cabe por tanto analizar en detalle el impacto de la operación propuesta sobre la titularidad de los activos de distribución. De acuerdo con el apartado 7.1.1, este análisis se enfoca sobre la actividad de distribución como gestión de redes, mientras el suministro a tarifa se considera en el apartado 8.1.1.4 sobre comercialización de gas.

8.1.1.2.1 Estructura empresarial de la distribución de gas natural

En España existen actualmente veinticinco empresas que operan como distribuidoras de gas. De estas, veinticuatro pertenecen a grupos empresariales (11 al Grupo GAS NATURAL, 6 al Grupo ENDESA, 6 al Grupo NATURCORP y una al Grupo UNIÓN FENOSA) y una, GAS y SERVICIOS MERIDA, es independiente.

El grupo GAS NATURAL es el de mayor presencia en la península, al distribuir en todas las Comunidades Autónomas, seguido por el grupo ENDESA, que distribuye gas en cinco Comunidades Autónomas y por NATURCORP y GAS DIRECTO, con presencia en tres Comunidades Autónomas. Por último, GAS y SERVICIOS MERIDA lo hace exclusivamente en Extremadura. En el cuadro adjunto se muestra la composición empresarial de cada uno de estos grupos.

Cuadro 22 Pertenencia de las empresas distribuidoras a los distintos grupos empresariales (2004)

Grupo Gas Natural	Grupo Naturcorp (Hidrocantábrico)
Gas Natural SDG, S.A.	Naturcorp Redes
Compañía Española de Gas, S.A.	Gas Nalsa, S.A.
Gas Castilla y León, S.A.	Bilbogas, S.A.
Gas Andalucía, S.A.	Gas Pasaia, S.A.
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	Gas Tolosa, S.A.
Gas Navarra, S.A.	Gas Hernani, S.A.
Gas Galicia, S.A.	Grupo Endesa
Gas Cantabria, S.A.	Gas Aragón, S.A.
Gas Rioja, S.A.	Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.
Gas Murcia, S.A.	Distribuidora Regional del Gas, S.A.
Gas La Coruña, S.A.	Meridional del Gas, S.A.U.
Grupo Unión Fenosa	Gas Alicante, S.A.U.



Gas Directo, S.A. Gesa Gas, S.A.U.⁴⁶
Gas y Servicios Mérida, S.L.

Fuente: CNE

A continuación se muestran los mapas con la disposición geográfica de las empresas distribuidoras que operan en España y las Comunidades Autónomas donde cada grupo empresarial desarrolla la actividad de distribución de gas natural.

⁴⁶ Gesa Gas suministra aire propanado
20 de diciembre de 2005

Cuadro 23 Mapa de la distribución de gas en España



Fuente: CNE

Cuadro 24 Disposición geográfica de los principales grupos empresariales de distribución de gas

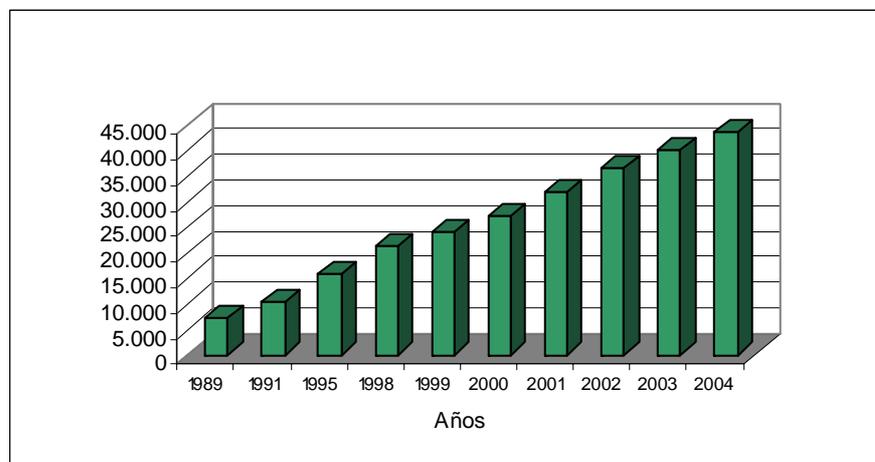


Fuente: CNE

Longitudes de red

La red de distribución en España a finales del año 2004 estaba formada aproximadamente por 43.500 Km. de gasoductos, 2.100 estaciones de regulación y 39 sistemas de odorización.

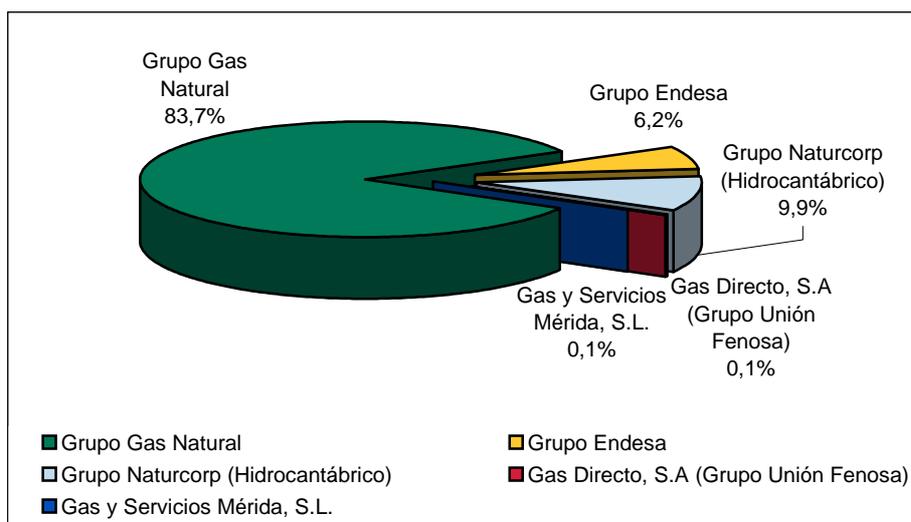
Cuadro 25 Evolución de los kilómetros de red de distribución



Fuente: SEDIGAS y CNE

En términos de titularidad de las redes, el 84% de las redes de distribución pertenecen al grupo GAS NATURAL, el 10% al Grupo NATURCORP y un poco más del 6% al Grupo ENDESA.

Cuadro 26 Titularidad de las redes de distribución (2004)



Fuente: CNE

A continuación se muestran los kilómetros de red de distribución en el año 2004, según la empresa titular de las instalaciones.

Cuadro 27 Kilómetros de gasoductos de distribución (2004)

GRUPO EMPRESARIAL / EMPRESA	P>16 bar	4<P≤16 bar	P≤4 bar	Total	%
Grupo Gas Natural	188,7	5.496,9	30.712,7	36.398,4	83,72
Gas Natural SDG, S.A.	188,7	5.127,7	17.905,1	23.221,6	53,41
Compañía Española de Gas, S.A.	0,0	3,4	3.526,9	3.530,2	8,12
Gas Castilla y León, S.A.	0,0	39,6	2.217,3	2.256,9	5,19
Gas Andalucía, S.A.	0,0	7,1	1.900,7	1.907,9	4,39
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	0,0	76,4	1.098,7	1.175,1	2,70
Gas Navarra, S.A.	0,0	179,5	991,1	1.170,6	2,69
Gas Galicia, S.A.	0,0	6,8	1.140,2	1.146,9	2,64
Gas Cantabria, S.A.	0,0	4,2	763,2	767,4	1,77
Gas Rioja, S.A.	0,0	26,5	363,3	389,8	0,90
Gas Murcia, S.A.	0,0	24,7	605,2	629,8	1,45
Gas La Coruña, S.A.	0,0	1,0	201,0	202,0	0,46
Grupo Endesa	156,4	120,7	2.412,1	2.689,2	6,19
Gas Aragón, S.A.	156,4	74,5	939,2	1.170,1	2,69
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	0,0	32,7	324,2	356,9	0,82
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	0,0	3,2	228,3	231,5	0,53
Meridional del Gas, S.A.U.	0,0	5,2	234,6	239,8	0,55

Gas Alicante, S.A.U.	0,0	5,1	82,1	87,1	0,20
Gesa Gas, S.A.U.	0,0	0,0	603,7	603,7	1,39
Grupo Naturcorp (Hidrocarbónico)	0,0	686,1	3.618,3	4.304,4	9,90
Naturcorp Redes	0,0	685,6	2.905,6	3.591,2	8,26
Gasnalsa, S.A.	0,0	0,5	373,2	373,7	0,86
Bilbogas, S.A.	0,0	0,0	281,2	281,2	0,65
Gas Pasaia, S.A.	0,0	0,0	10,8	10,8	0,02
Gas Tolosa, S.A.	0,0	0,0	22,8	22,8	0,05
Gas Hernani, S.A.	0,0	0,0	24,7	24,7	0,06
Gas Directo, S.A (Grupo Unión Fenosa)	0,0	2,5	21,9	24,4	0,06
Gas y Servicios Mérida, S.L.	0,0	0,0	58,4	58,4	0,13
TOTAL DISTRIBUIDORAS	345,1	6.306,2	36.823,4	43.474,7	100,00

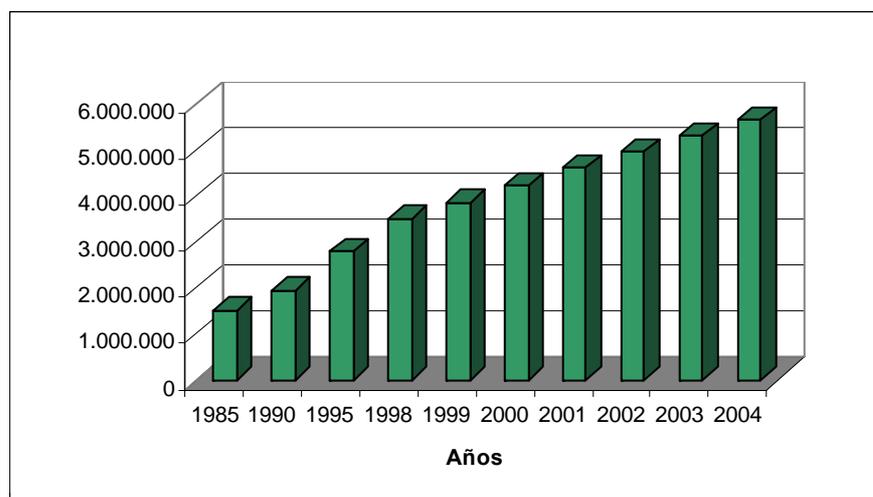
Fuente: CNE

GAS NATURAL es titular de la mayor parte de las antenas de distribución de 16 bar, que le fueron cedidas por su anterior propietario, ENAGAS, a raíz de la escisión parcial de activos que tuvo lugar entre ambas en 1999. De estos gasoductos normalmente cuelgan los restantes gasoductos de distribución que suelen operar a no más de 4 bar, los cuales constituyen redes más o menos malladas que permiten distribuir el gas natural en el interior de la población hasta llegar al consumidor final.

Número de clientes

El número de clientes con suministro de gas natural ha crecido constantemente en los últimos años, alcanzando prácticamente la cifra de 5.700.000 cliente a finales del año 2004.

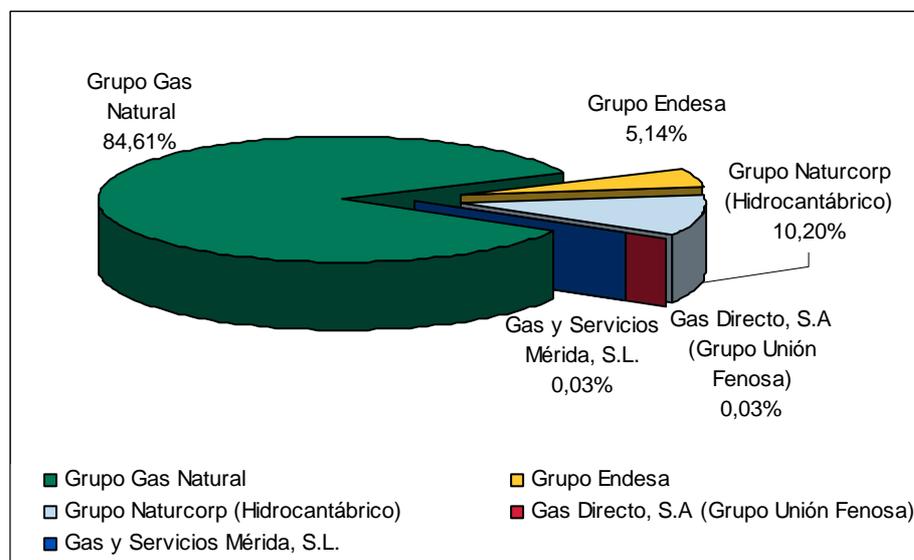
Cuadro 28 Número de clientes de gas natural o manufacturado



Fuente: SEDIGAS y CNE

Prácticamente el 85% de los puntos de suministros conectados a redes de distribución están conectados a redes de empresas distribuidoras del Grupo GAS NATURAL, el 10% a las Grupo NATURCORP, y poco más del 5% a empresas del Grupo ENDESA, como se observa en el Cuadro 29. Por su parte en el Cuadro 30 presenta los mismos porcentajes desglosados por empresa distribuidora.

Cuadro 29 Puntos de suministro en redes de distribución



Fuente: CNE

Cuadro 30 Número de clientes (2004)

GRUPO EMPRESARIAL / EMPRESA	P ≥ 60 bar	4 < P ≤ 60 bar	P ≤ 4 bar	TOTAL	%
Grupo Gas Natural	72	3.206	4.816.846	4.820.124	84,61%
Gas Natural SDG, S.A.	72	3.105	3.290.206	3.293.383	57,81%
Compañía Española de Gas, S.A.		13	438.395	438.408	7,70%
Gas Castilla y León, S.A.		6	276.672	276.678	4,86%
Gas Andalucía, S.A.		7	246.763	246.770	4,33%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.		22	109.596	109.618	1,92%
Gas Navarra, S.A.		25	85.660	85.685	1,50%
Gas Galicia, S.A.		6	110.715	110.721	1,94%
Gas Cantabria, S.A.		5	112.468	112.473	1,97%
Gas Rioja, S.A.		3	51.695	51.698	0,91%
Gas Murcia, S.A.		11	63.999	64.010	1,12%
Gas La Coruña, S.A.		3	30.677	30.680	0,54%
Grupo Endesa	1	15	292.568	292.584	5,14%
Gas Aragón, S.A.		6	150.026	150.032	2,63%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.		3	31.463	31.466	0,55%
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	1	1	12.297	12.299	0,22%
Meridional del Gas, S.A.U.			11.704	11.704	0,21%
Gas Alicante, S.A.U.		5	3.562	3.567	0,06%
Gesa Gas, S.A.U			83.516	83.516	1,47%

Grupo Naturcorp (Hidrocantábrico)	2	509	580.283	580.794	10,20%
Naturcorp Redes	2	509	452.541	453.052	7,95%
Gasnalsa, S.A.			58.269	58.269	1,02%
Bilbogas, S.A.			59.557	59.557	1,05%
Gas Pasaia, S.A.			2.565	2.565	0,05%
Gas Tolosa, S.A.			3.576	3.576	0,06%
Gas Hernani, S.A.			3.775	3.775	0,07%
Gas Directo, S.A (Grupo Unión Fenosa)			1.757	1.757	0,03%
Gas y Servicios Mérida, S.L.			1.486	1.486	0,03%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	75	3.730	5.692.940	5.696.745	100,00%

Fuente: Memoria de la Orden ITC 102/2005 y SIFCO

Si se observa el número de puntos de suministro por la presión de suministro de las redes de distribución, se advierte que:

- El 96% de los puntos de suministro conectados a redes de distribución a presión superior a 60 bar están conectados a redes de distribución del Grupo GAS NATURAL. No obstante, si se consideran los 15 puntos de suministro alimentados directamente desde redes de transporte, dicho porcentaje se reduce al 80%.
- El 86% de los puntos de suministro conectados a redes a presión entre 60 y 4 bar están conectados a redes de distribución del Grupo GAS NATURAL.
- El 84,6% de los puntos de suministro conectados a redes a presión inferior a 4 bar están conectados a redes de distribución del Grupo GAS NATURAL.

El siguiente cuadro muestra el gas vehiculado por cada una de las empresas distribuidoras:

Cuadro 31 Gas vehiculado 2004 (MWh)

GRUPO EMPRESARIAL / EMPRESA	4<P≤60 bar	P≤4 bar	TOTAL	%
Grupo Gas Natural	127.167.800	52.040.000	179.207.800	88,14%
Gas Natural SDG, S.A.	124.384.240	36.414.560	160.798.800	79,09%
Compañía Española de Gas, S.A.	129.139	2.256.361	2.385.500	1,17%
Gas Castilla y León, S.A.	630.743	5.019.857	5.650.600	2,78%
Gas Andalucía, S.A.	133.665	1.557.435	1.691.100	0,83%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	878.592	1.715.308	2.593.900	1,28%
Gas Navarra, S.A.	524.138	1.844.762	2.368.900	1,17%
Gas Galicia, S.A.	36.042	911.758	947.800	0,47%
Gas Cantabria, S.A.	73.047	948.853	1.021.900	0,50%
Gas Rioja, S.A.	63.341	829.359	892.700	0,44%
Gas Murcia, S.A.	304.928	338.172	643.100	0,32%
Gas La Coruña, S.A.	9.925	203.575	213.500	0,11%
Grupo Endesa	409.657	3.785.259	4.194.916	2,06%

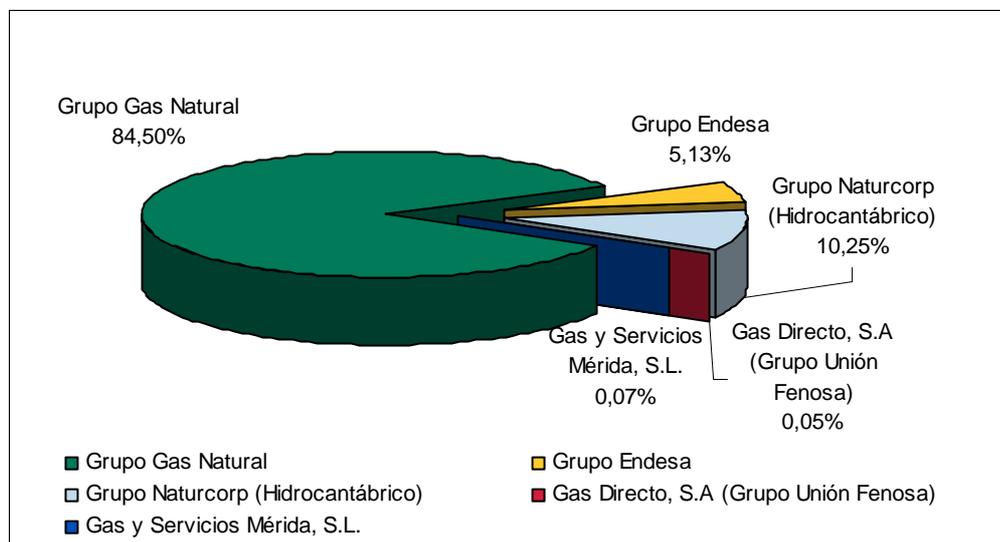
Gas Aragón, S.A.	93.300	2.352.265	2.445.565	1,20%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	306.855	549.015	855.870	0,42%
Distribuidora Regional del Gas, S.A.		289.198	289.198	0,14%
Meridional del Gas, S.A.U.		84.266	84.266	0,04%
Gas Alicante, S.A.U.	9.502	27.397	36.899	0,02%
Gesa Gas, S.A.U		483.118	483.118	0,24%
Grupo Naturcorp (Hidrocantábrico)	13.379.373	6.169.538	19.548.911	9,61%
Naturcorp Redes	13.379.373	4.601.392	17.980.765	8,84%
Gasnalsa, S.A.		861.570	861.570	0,42%
Bilbogas, S.A.		637.885	637.885	0,31%
Gas Pasaia, S.A.		12.074	12.074	0,01%
Gas Tolosa, S.A.		30.488	30.488	0,01%
Gas Hernani, S.A.		26.129	26.129	0,01%
Gas Directo, S.A (Grupo Unión FENOSA)		356.458	356.458	0,18%
Gas y Servicios Mérida, S.L.		12.038	12.038	0,01%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	140.956.830	62.363.293	203.320.123	100,00%

Fuente: Memoria de la Orden ITC 102/2005 y SIFCO

Costes acreditados de la actividad de distribución

El 84,5% de los costes acreditados de la actividad de distribución corresponden a empresas distribuidoras del Grupo GAS NATURAL, el 10,2% a empresas del Grupo NATURCORP, y el 5,1% a empresas del Grupo ENDESA.

Cuadro 32 Coste fijo acreditado de la actividad de distribución



Fuente: Orden ITC 102/2005 y retribuciones reconocidas por MITC durante año 2005

En el cuadro siguiente se recogen detalle los costes acreditados de la actividad de distribución para cada empresa distribuidora, actualizados a 28 de septiembre de 2005, y el porcentaje que a cada una corresponde representa sobre el total de la actividad:

Cuadro 33 Coste fijo acreditado en distribución

GRUPO EMPRESARIAL / EMPRESA	COSTE FIJO ACREDITADO (€)	%
Grupo Gas Natural	995.472.164	84,49%
Gas Natural SDG, S.A.	732.056.685	62,13%
Compañía Española de Gas, S.A.	63.414.512	5,38%
Gas Castilla y León, S.A.	54.398.718	4,62%
Gas Andalucía, S.A.	49.148.219	4,17%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	20.939.527	1,78%
Gas Navarra, S.A.	19.058.558	1,62%
Gas Galicia, S.A.	17.858.798	1,52%
Gas Cantabria, S.A.	16.093.160	1,37%
Gas Rioja, S.A.	9.714.658	0,82%
Gas Murcia, S.A.	9.266.770	0,79%
Gas La Coruña, S.A.	3.522.559	0,30%
Grupo Endesa	60.426.077	5,13%
Gas Aragón, S.A.	22.853.277	1,94%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	6.203.616	0,53%
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	4.045.674	0,34%
Meridional del Gas, S.A.U.	2.871.477	0,24%
Gas Alicante, S.A.U.	1.250.424	0,11%
Gesa Gas, S.A.U	23.201.609	1,97%
Grupo Naturcorp (Hidrocantábrico)	120.815.362	10,25%

GRUPO EMPRESARIAL / EMPRESA	COSTE FIJO ACREDITADO (€)	%
Naturcorp Redes	96.599.653	8,20%
Gasnalsa, S.A.	12.434.528	1,06%
Bilbogas, S.A.	9.133.882	0,78%
Gas Pasaia, S.A.	557.822	0,05%
Gas Tolosa, S.A.	1.092.360	0,09%
Gas Hernani, S.A.	997.117	0,08%
Gas Directo, S.A (Grupo Unión Fenosa)	631.972	0,05%
Gas y Servicios Mérida, S.L.	845.980	0,07%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	1.178.191.555	100,0%

Fuente: Orden ITC 102/2005 y retribuciones reconocidas por MITC durante año 2005

8.1.1.2.2 Participaciones del Grupo GAS NATURAL y del Grupo ENDESA en empresas distribuidoras de gas

Las participaciones directas e indirectas de GAS NATURAL y ENDESA en empresas distribuidoras de gas se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro 34 Participación en empresas de distribución

EMPRESAS	PARTICIPACIÓN DE GAS NATURAL SDG	PARTICIPACIÓN DE ENDESA
Gas Natural sdg	100%	0%
Compañía Española de Gas, S.A.	99,7%	0%
Gas Castilla y León, S.A.	90,1%	0%
Gas Andalucía, S.A.	100%	0%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	95%	0%
Gas Navarra, S.A.	90%	0%
Gas Galicia, S.A.	62%	0%
Gas Cantabria, S.A.	90,4%	0%
Gas Rioja, S.A.	87,5%	0%
Gas Murcia, S.A.	99,9%	0%
Gas La Coruña, S.A.	56,4%	0%
Gas Aragón, S.A.	35%	60,67%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	0%	47%
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	0%	45%
Meridional del Gas, S.A.U.	0%	100%
Gas Alicante, S.A.U.	0%	100%
Gesa Gas S.A.U.	0%	100%
Naturcorp Redes (*)	9,4%	0%
Gas Nalsa, S.A.	10%+4,7%(*)	0%
Bilbogas, S.A. (*)	4,7%	0%
Gas Pasaia, S.A. (*)	5,36%	0%
Gas Tolosa, S.A. (*)	3,76%	0%
Gas Hernani, S.A. (*)	5,36%	0%

(*) Participaciones accionariales indirectas de Gas Natural sdg a través de la participación del 9,4% en NATURCORP MULTISERVICIOS.

Fuente: CNE

Participaciones de Gas Natural

GAS NATURAL es propietaria de activos de distribución que representan, en términos retributivos, el 62,13% del conjunto de la actividad. Asimismo, tiene una participación directa de más del 85% en ocho distribuidoras (COMPAÑIA ESPAÑOLA DE GAS, S.A. (CEGAS), GAS CASTILLA Y LEÓN, S.A., GAS ANDALUCÍA, S.A., GAS CASTILLA-LA MANCHA, S.A., GAS NAVARRA, S.A., GAS CANTABRIA, S.A., GAS RIOJA, S.A. y GAS MURCIA, S.A.), y con más de un 50% en otras dos distribuidoras (GAS GALICIA, S.A. y GAS LA CORUÑA, S.A.). Estas participaciones representan, en términos retributivos, el 22,36% de la actividad de distribución.

Además, tiene participaciones directas del 35% en Gas Aragón y del 10% en GAS NATURAL DE ALAVA (GASNALSA).

Como consecuencia de su participación directa del 9,4% en NATURCORP MULTISERVICIOS, participa indirectamente del mismo porcentaje en la distribuidora NATURCORP REDES, con un 4,7% en GASNALSA, con un 5,36% en GAS PASAIA y GAS HERNANI, con un 4,7% en BILBOGAS y con un 3,76% en GAS TOLOSA.

La Resolución de la CNE por la que se establecen y hacen públicas las relaciones de los operadores principales en los sectores energéticos pone de manifiesto el carácter de operador principal en el sector gasista tanto de GAS NATURAL como de NATURCORP.

Por este motivo, aunque GAS NATURAL tiene esta participación del 9,4 % en NATURCORP, sus derechos de voto se encuentran limitados al 3%, en virtud del artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000

Participaciones de Endesa

ENDESA es propietaria al 100% de la DISTRIBUIDORA MERIDIONAL DEL GAS, S.A.U., GAS ALICANTE, S.A.U. y GESA GAS S.A.U., cuyos activos de distribución representan, en términos retributivos, el 2,32% del conjunto de la actividad de distribución.

Además, tiene una participación directa de más del 60% en GAS ARAGÓN, y de más del 45% en DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A. y DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS, S.A.. Los activos de distribución de estas tres distribuidoras representan, en términos retributivos, el 2,91% del conjunto de la actividad de distribución.

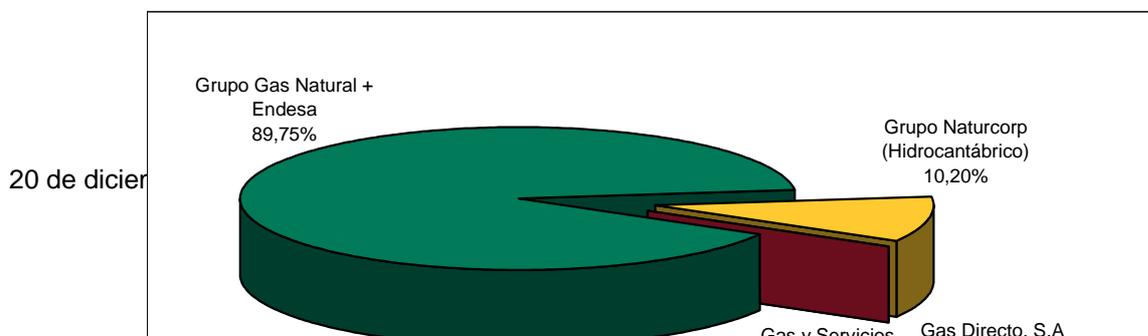
8.1.1.2.3 Estructura empresarial de la actividad de distribución de gas natural después de la operación propuesta

El grupo resultante de la operación, sin considerar desinversiones, sería propietario de activos de distribución existentes que representarían casi el 90% del conjunto de la actividad en términos retributivos, es decir:

- Participaciones directas e indirectas del grupo GAS NATURAL como en la actualidad, menos en GAS ARAGON, donde se ampliaría la participación hasta controlar el 95,67 %.
- Participación directas e indirectas en las empresas DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA (47%), DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS (45%), MERIDIONAL DEL GAS (100%), GAS ALICANTE (100%) y GESA GAS (100%).

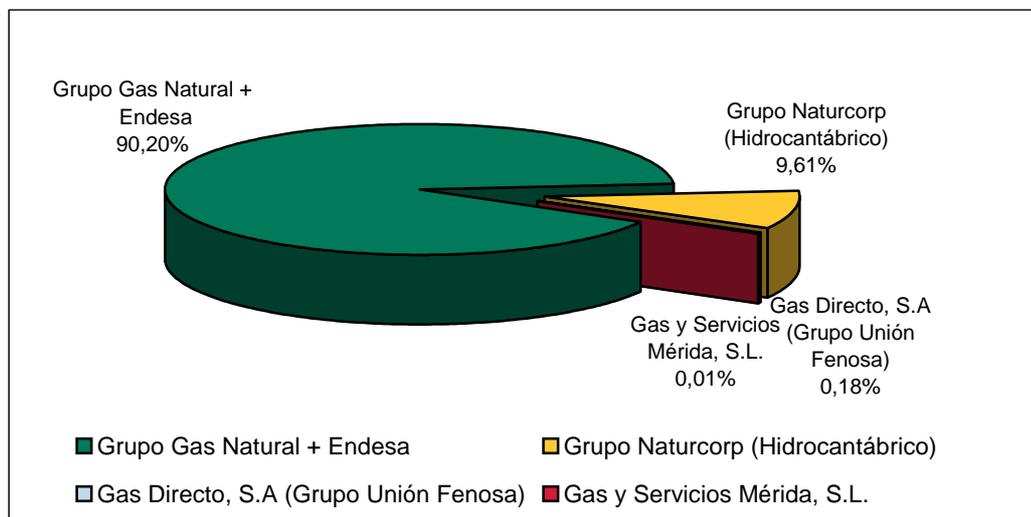
El nuevo grupo ampliaría su posición en la distribución peninsular alcanzando el control de más del 89% de los puntos de suministro y del 90,2% del gas vehiculado, como muestran los cuadros siguientes.

Cuadro 35 Titularidad de los puntos de suministro en redes de distribución después de la operación (sin desinversiones)



Fuente: CNE

Cuadro 36 Gas vehiculado en redes de distribución después de la operación (sin desinversiones)



Fuente: CNE

8.1.1.3 Actividad de abastecimiento / aprovisionamiento de gas

El consumo de gas natural: evolución reciente y perspectivas de futuro

El desarrollo del mercado del gas natural en España es relativamente reciente y ha estado históricamente condicionado por la escasa producción de gas nacional y por la situación geográfica de España alejada de los yacimientos europeos del Mar del Norte y Rusia. Durante la última década la expansión de las infraestructuras y el creciente uso del gas en generación eléctrica han impulsado el consumo, que ha registrado tasas de crecimiento anuales superiores al 10%, lo que se refleja en el aumento de la participación del gas natural en el balance de energía primaria: que ha pasado del 7,7% en 1995, al 16% en

2004, aunque este porcentaje aún está por debajo de la media europea que es del 24%. De la misma manera, el número de consumidores ha crecido a un ritmo superior a las 300.000 altas al año, alcanzando un total de unos 5,6 millones de clientes en España a finales de 2004.

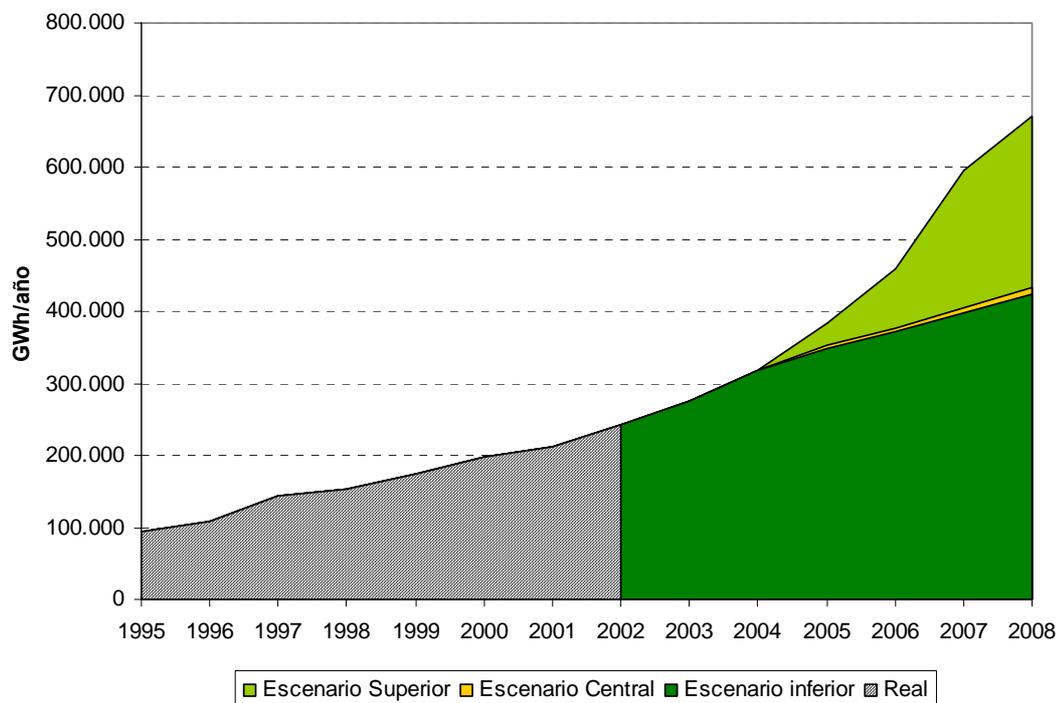
La demanda total para el mercado nacional en 2004 fue de 319.721 GWh, un 16% superior a la registrada el año anterior. Esta demanda se agrupa en dos grandes segmentos: el convencional, que representa casi el 80% y que comprende la demanda de los consumidores domésticos, comerciales e industriales, y el de la generación eléctrica, que representa alrededor del 20% y refleja el consumo de los ciclos combinados y, el de las centrales térmicas convencionales. El segmento de la generación eléctrica es el que ha registrado las tasas de crecimiento más elevadas, en el orden del 30% en 2002 y 2003 y del 65% en 2004, mientras la demanda convencional ha crecido a una tasa casi constante del 7-9% en los mismos años.

El consumo de gas natural se reparte geográficamente entre las distintas CC.AA. de un modo heterogéneo, como consecuencia del diferente grado de desarrollo de las redes de transporte y distribución, así como de las diversas necesidades relacionadas con el mercado doméstico, industrial y de generación eléctrica.

Todas las previsiones de demanda para el período 2004-2008⁴⁷ indican que el mercado del gas mostrará tasas de crecimiento altas pero más moderadas que en años anteriores. Así el incremento medio anual en el mercado convencional se sitúa en el entorno del 4,2% en el escenario más probable, mientras para el mercado de generación eléctrica de ciclos combinados se prevé que sea del 21%, con lo que se espera que la demanda conjunta crezca a una tasa media anual del 8,1% durante todo el período.

⁴⁷ Fuente: CNE, Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura (2004). 20 de diciembre de 2005

Cuadro 37 Evolución de la previsión de la demanda de gas natural por escenarios

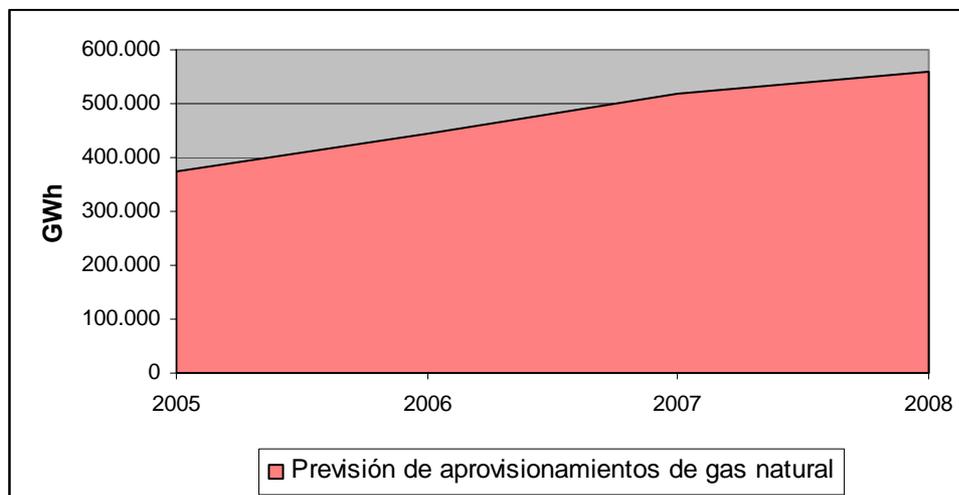


Fuente: CNE, Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura (2004)

La cobertura de la demanda

A continuación se expone la previsión de la oferta de gas natural para el periodo 2005-2008, partiendo de la información recabada por esta Comisión para la elaboración del “Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y, su cobertura. Año 2004” y, sin considerar posibles restricciones técnicas, de capacidad, funcionamiento u otras. Entre los años 2005 y 2008, se aprecia un crecimiento inicial significativo de la oferta hasta el año 2007 y, posteriormente, un crecimiento más moderado, como se muestra en el cuadro 38.

Cuadro 38 Previsión de aprovisionamientos (GWh) de gas natural al mercado español (2005-2008)



Fuente: CNE

La oferta de gas prevista debería permitir hacer frente a la demanda en los escenarios central e inferior⁴⁸ con cierta holgura sobre todo a partir de 2006, mientras existiría un déficit de oferta en el escenario superior de mayor aumento de la demanda, tal y como se aprecia en el Cuadro 39. En cuanto a los escenarios de demanda presentados es preciso matizar que los mismos no son estables a lo largo del tiempo. Ello se debe a que están basados en las previsiones de los agentes del sistema gasista y, éstos las varían en función de las variaciones de los precios del gas natural en los diferentes mercados o, en función de decisiones empresariales, entre otros factores.

⁴⁸ Tanto de los escenarios central e inferior, según las especificaciones realizadas en el *Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura (2004)*:

“Escenario Demanda Anual Inferior: Resulta de agregar la demanda anual de gas en el mercado convencional y el escenario inferior del mercado para generación eléctrica.

Escenario Demanda Anual Central: Resulta de agregar la demanda anual de gas en el mercado convencional y el escenario central del mercado para generación.

Escenario Demanda Anual Superior: Resulta de agregar la demanda anual de gas en el mercado convencional y el escenario central del mercado para generación eléctrica.” Por tanto, la principal diferencia entre los escenarios considerados reside en la demanda de gas de los ciclos combinados.

Cuadro 39 Previsión de balance oferta demanda de gas natural (2005-2008)

Demanda (GWh)	2005	2006	2007	2008
Escenario Superior	382.881	458.611	595.678	670.908
Escenario Central	353.900	375.900	404.400	433.200
Escenario Inferior	347.669	372.672	397.335	424.383
Oferta (GWh)	373.891	446.226	519.760	558.383
Balance oferta-demanda (GWh)				
Escenario Superior	-8.990	-12.385	-75.918	-112.525
Escenario Central	19.991	70.326	115.360	125.183
Escenario Inferior	26.222	73.554	122.425	134.000

Fuente: CNE, *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura (2004)*

Los abastecimientos previstos de gas natural se pueden clasificar por el grado de compromiso de los abastecimientos. En este sentido se distingue entre contratos comprometidos, es decir contratos existentes, y nuevos contratos que las comercializadoras podrían negociar en función de la captación de clientes (contratos no comprometidos). En el Cuadro 40 se muestra que el 90% de la oferta prevista se basa en la existencia de compromisos contractuales durante todo el periodo considerado.

Cuadro 40 Previsión de abastecimiento (GWh) por el grado de compromiso de los contratos (2005-2008)

	2005 GWh	2006 GWh	2007 GWh	2008 GWh
Total Contratos Comprometidos	358.225	429.417	500.606	525.836
Total Contratos No Comprometidos	15.666	16.809	19.154	32.547
Total Oferta	373.891	446.226	519.760	558.383
Ratio C. Comprometidos/Oferta Total	96,20%	96,30%	96,30%	94,20%

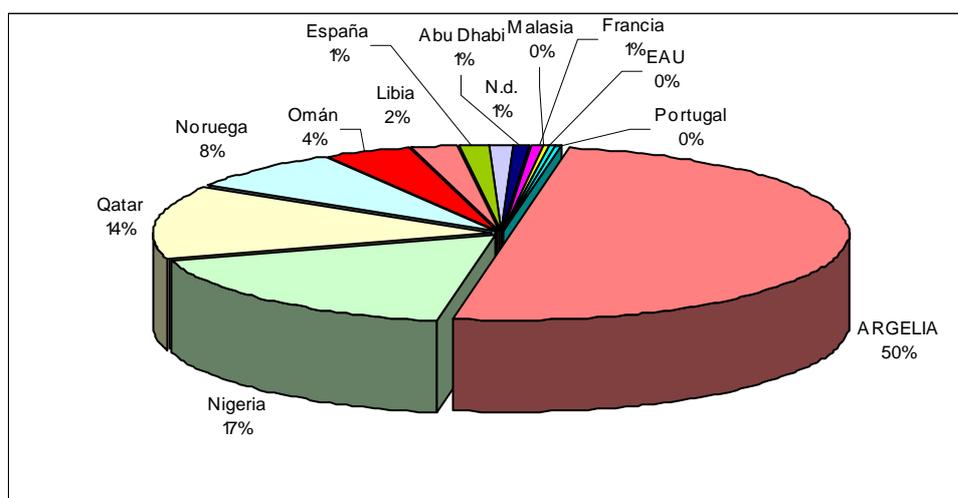
Fuente: CNE

Orígenes de los aprovisionamientos

La producción de gas natural en España se limitó a un 0,90% y a un 1,45%, en los años 2003 y 2004, respectivamente. Ello hace que la oferta de gas natural en España se base en importaciones procedentes de diversos orígenes.

En el año 2004, los principales países proveedores del mercado gasista español fueron Argelia, Nigeria, Qatar, Noruega, Omán y Libia, destacando Argelia, Nigeria y Qatar, con un 49,98%, un 17,43% y un 13,78%, respectivamente, del total de aprovisionamientos al mercado español. En el Cuadro 41 se muestran todos los aprovisionamientos, por origen geográfico, durante el año 2004.

Cuadro 41 Aprovisionamiento por origen geográfico al mercado español (2004)

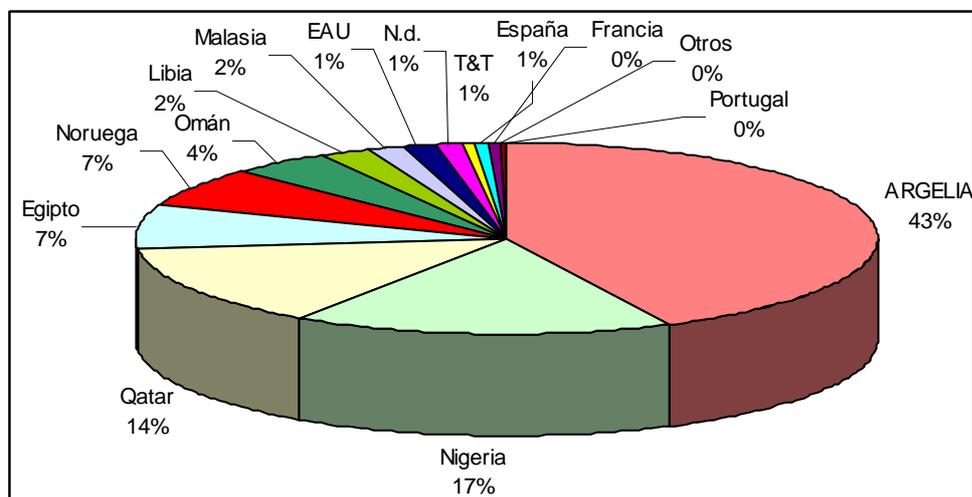


Fuente: CNE

Por su parte, el origen de los aprovisionamientos en el primer semestre del año 2005 se muestra en el cuadro 42.

Se destacan algunos cambios importantes con respecto a 2004: la fuerte entrada de Egipto como país proveedor, el aumento de las importaciones de Nigeria y, consecuentemente, la reducción significativa del peso relativo de Argelia sobre el total. Se aprecia por tanto una tendencia positiva hacia una mayor diversificación de las fuentes de aprovisionamiento.

Cuadro 42 Aprovechamiento por origen geográfico al mercado español (primer semestre 2005)

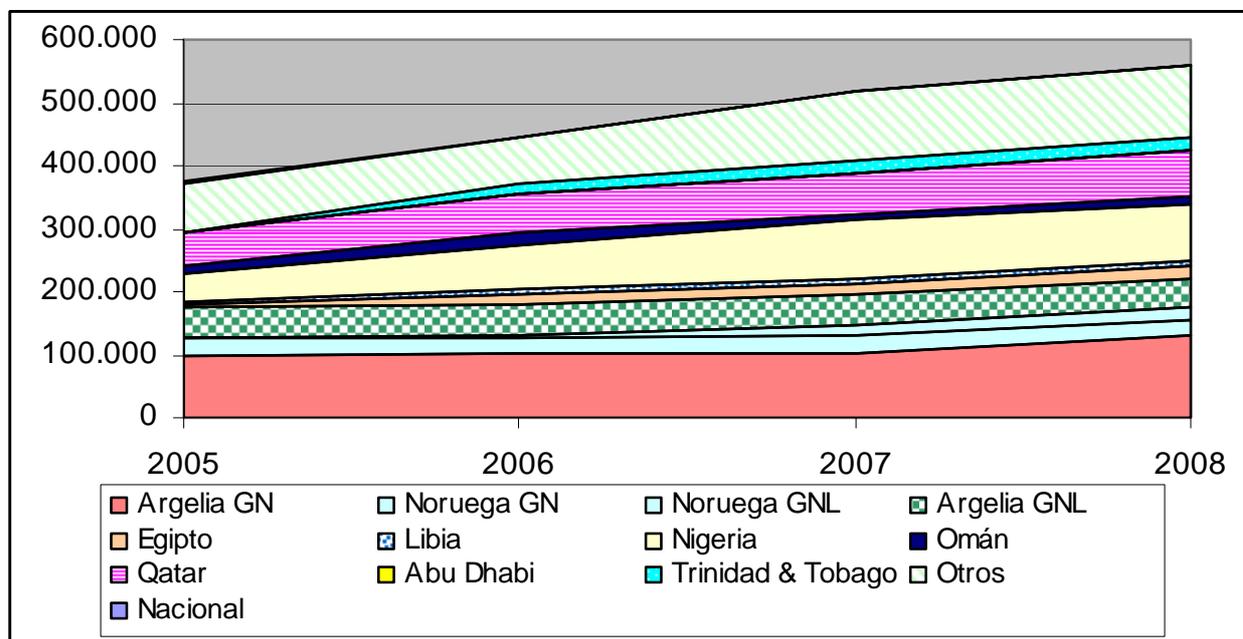


Fuente: CNE

La evolución prevista de la oferta de gas natural por países proveedores confirma la tendencia a la diversificación de las fuentes, manteniéndose Argelia como principal suministrador, pero muy por debajo del límite del 60%⁴⁹, seguido de Nigeria y Qatar.

⁴⁹ El artículo 99 de la Ley de Hidrocarburos establece que los transportistas y los comercializadores "deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60%".
20 de diciembre de 2005

Cuadro 43 Previsión de aprovisionamientos (GWh) por origen geográfico (2005-2008)



Fuente: Boletín de Estadísticas de gas natural

Tipología de los aprovisionamientos

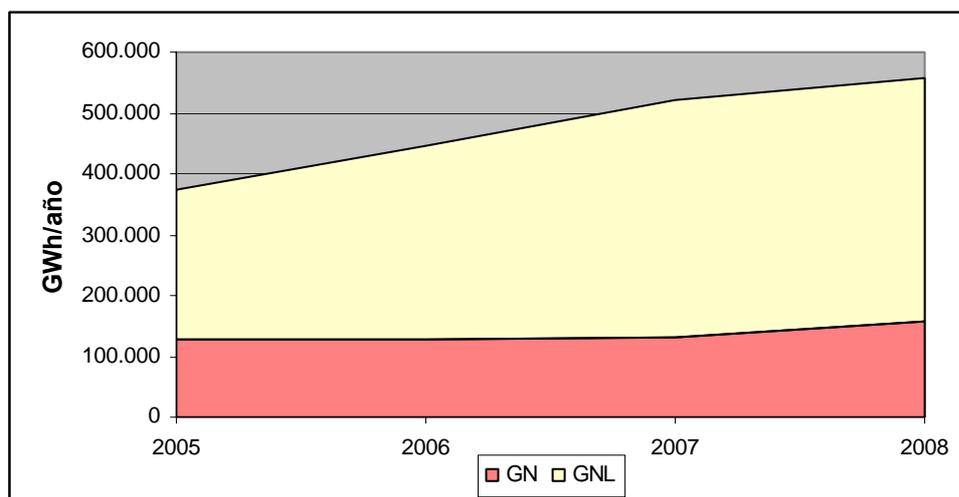
La distancia que separa España de los principales países productores de gas natural hace que la misma sólo esté conectada por gasoducto con Francia, con Argelia y, con Portugal. El gas natural incorporado a través de la conexión con Francia procede de Noruega, y asciende a un 7,78%. Por su parte, en el mismo año, el gas natural que se incorporó de Argelia ascendió a un 26,91% del total.

Las conexiones por gasoducto permiten escasa flexibilidad con respecto al origen del gas y a la posibilidad de variar los volúmenes contratados. Además, a partir de cierta distancia⁵⁰, el coste del transporte del GNL es inferior al del transporte del GAS NATURAL. Por todos estos motivos, España tiene un porcentaje creciente de aprovisionamientos en forma de GNL. En 2004 GNL ya representaba el 63,27% del total de la oferta, frente al 36,7% de gas natural, debido a la saturación en las conexiones por gasoducto con Argelia y Noruega. De hecho, en el primer semestre de 2005 el porcentaje

⁵⁰ Según la Agencia Internacional de la Energía esta distancia estaría en torno a los 3.500 km. 20 de diciembre de 2005

de GNL ya ascendió al 67,09% y el cuadro 8 muestra su crecimiento previsto durante el periodo 2005-2008.

Cuadro 44 Previsión de la oferta de gas natural por tipo de aprovisionamiento



Fuente: CNE, *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura (2004)*

Los aprovisionamientos de gas natural se incrementarán a partir del 2009, cuando con la entrada en operación del gasoducto de MEDGAZ⁵¹, propiedad de una sociedad creada en 2001, según sus propias palabras “*para el estudio, diseño, construcción y operación de un gasoducto de transporte directo Argelia – Europa a través de España*”. En el accionariado participan siete compañías: las fundadoras, CEPSA y SONATRACH, con una participación del 20% cada una, y BP, ENDESA, GAZ DE FRANCE, IBERDROLA y TOTAL, con una participación del 12% cada una.

Según se muestra en el Cuadro 45, el gasoducto MEDGAZ entraría en funcionamiento en 2009 contando con una capacidad nominal de transporte inicial de 93.040 GWh/año (8

⁵¹ La ejecución de este proyecto comportaría, en principio, la construcción de tres tramos de gasoducto principales: (1) Tramo terrestre argelino, de conexión entre el yacimiento de GAS NATURAL de Hassi R'Mel y Beni Saf, en la costa mediterránea, con una longitud aproximada de 550 km; (2) Tramo submarino, de conexión entre Argelia y España, con una longitud aproximada de 200 km, alcanzando una profundidad máxima de 2.155 m; y (3) Tramo terrestre español, de conexión entre el punto de entrada del tramo submarino, en Almería, con el Sistema Gasista, en Albacete, lugar de paso del gasoducto transversal Alcázar de San Juan – L'Alcudia de Crespins, contemplado, este último, en el Documento de Planificación 2002-2011 con prioridad A.

bcm), y una capacidad punta de 300 GWh/día. A partir de 2015, dichas capacidades se podrían ver incrementadas hasta el doble de sus valores iniciales.

Cuadro 45 Capacidad del gasoducto MEDGAZ

	2009	2010	2015	2020
Capacidad nominal (GWh/año)	93.040	93.040	186.080	186.080
Capacidad máxima (GWh/día)	300	300	600	600

Fuente: MEDGAZ

El Consejo de Ministros, del 24 de junio de 2005, ha aprobado un Acuerdo por el que se modifica la planificación y desarrollo de las redes de transporte gasista, con la inclusión del gasoducto de conexión internacional Medgaz, que pasa de la categoría C a la categoría A.

Operadores de abastecimiento / aprovisionamiento en España

Conforme se desprende de lo dispuesto en la Ley 34 /1998, de 7 de octubre, y en el resto de disposiciones aplicables a esta actividad, y, de la necesidad de importar la mayor parte del gas natural que se consume en España, los sujetos implicados en el abastecimiento y aprovisionamiento de gas natural desempeñan su actividad en dos ámbitos de actuación diferentes:

- **Actividad de abastecimiento:** Actividades comerciales fuera del sistema gasista español pero que tienen como fin, directo o indirecto, el aprovisionamiento de gas natural al mercado nacional. En este ámbito de actuación se encuentran: los productores de gas natural; las empresas involucradas en las actividades de licuefacción, transporte y almacenamiento; las empresas que actúan de intermediarias pero sin presencia en el sistema gasista español; las empresas comercializadoras con presencia en el sistema gasista español, así como los transportistas y los consumidores cualificados si así lo decidieran. Las relaciones y los intercambios de gas entre las empresas que participan en las actividades de

abastecimiento en los mercados internacionales son complejas, siendo patente la falta de transparencia en el funcionamiento de la actividad.

- Actividades de aprovisionamiento al sistema gasista español: En este ámbito de actuación están los comercializadores, los transportistas que incorporan gas para el mercado a tarifa, así como los consumidores cualificados si así lo decidieran. Los comercializadores y los transportistas son sujetos que actúan conforme a la regulación del sistema gasista español pero se abastecen principalmente en el mercado internacional, tanto de los productores internacionales, como de las empresas intermediarias mencionadas.

El análisis de la actividad de aprovisionamiento del gas consumido en España que desarrollan los operadores se realiza teniendo en cuenta la dimensión internacional de la actividad, especialmente de aquellos conglomerados empresariales que actúan en su doble dimensión, nacional e internacional. En definitiva, se examinan también las fuentes de abastecimiento de las empresas aprovisionadoras de gas al mercado español. Estas últimas se definen en el artículo 61, de la Ley 34/1998, que, en su redacción dada por el artículo 7.4 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, dispone además que, “ *a partir del 1 de enero del año 2003, ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio que actúen en el sector de gas natural podrán aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional*”, descontando los autoconsumos.

La información de la que se dispone en esta Comisión resulta de aquella remitida por los agentes del sistema gasista en virtud de la *Resolución de 15 de julio de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los formularios oficiales para la remisión de información de los sujetos que actúan en el sistema de gas natural.*

En los siguientes cuadros se muestran los abastecimientos al mercado español, por empresas que operan fuera del sistema gasista español, en columnas, y comercializadoras y transportistas, en filas, en los años 2003 y 2004.

Cuadro 46 Matriz de abastecimientos (GWh) en 2003, en filas están las empresas comercializadores y transportistas que aprovisionan de gas a España y en columnas las empresas a las que adquieren el gas⁵²

Año 2003		FUENTES DE ABASTECIMIENTO														Total general
Empresas	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	
BBE	0	0	0	0	0	0	0	2.185	0	0	0	0	0	0	0	2.185
BP	14.445	0	0	0	0	0	0	0	6.585	0	0	0	0	0	0	21.030
Cepsa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.612	0	0	11.612
Edison	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126
Enagas	0	0	0	0	31.041	0	0	0	48.219	0	0	0	0	0	0	79.260
Endesa	0	2.547	0	0	0	0	0	0	4.920	0	0	0	0	0	0	7.467
GN Comer	0	0	0	0	93.561	17.782	1.442	0	0	0	0	0	0	0	0	112.785
Hidrocarbónico	0	0	0	0	0	0	0	0	2.875	0	0	0	0	0	0	2.875
Iberdrola	0	0	0	966	0	0	0	0	6.744	0	0	10.685	5.314	0	0	23.710
Naturgas Comer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	245	0	3.399	0	2.030	5.674
Shell	0	0	1.385	0	0	4.068	0	0	475	1.135	0	0	0	300	0	7.363
Unión Fenosa	0	0	0	0	0	0	0	0	5.341	0	0	0	338	0	0	5.679
GET	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90
Total general	14.534	2.547	1.385	966	124.602	21.976	1.442	2.185	75.161	1.135	245	10.685	20.664	300	2.030	279.857

Fuente: CNE

⁵² En la fila donde lee “empresa”, debe decir “Empresas aprovisionadoras que adquieren gas para su consumo en España”
20 de diciembre de 2005

Cuadro 47 Matriz de abastecimientos (GWh) en 2004, en filas están las empresas comercializadores y transportistas que aprovisionan de gas a España y en columnas las empresas a las que adquieren el gas⁵³

Año 2004		FUENTES DE ABASTECIMIENTO													
Empresas	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	Total general
BBE	0	0	0	0	0	0	0	10.897	0	0	0	0	0	0	10.897
BP	18.872	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18.872
Cepsa	0	0	0	233	0	0	0	0	0	0	0	12.426	0	0	12.659
Enagas	0	0	0	0	0	4.509	0	0	53.030	0	0	0	0	0	57.539
Endesa	0	10.621	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.621
GdF	0	0	0	0	1.894	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.894
GN Comer	0	0	0	0	0	119.671	26.400	0	0	0	0	0	0	0	146.071
Iberdrola	0	0	0	14.441	0	0	8.053	0	546	0	847	11.985	0	0	35.873
Incogas	0	0	0	0	227	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227
Naturgas Comer.	0	0	0	0	0	0	1.582	0	0	0	0	554	0	7.053	9.190
Shell	0	0	496	0	0	0	6.162	0	0	1.340	0	0	0	0	7.998
Unión Fenosa	0	0	0	5.905	0	0	0	0	0	0	0	265	7.559	0	13.729
GET	0	0	0	0	0	0	172	151	0	0	0	508	0	2.657	3.487
Total general	18.872	10.621	496	20.579	2.121	124.180	42.369	11.047	53.576	1.340	847	25.739	7.559	9.710	329.055

Fuente: CNE

Partiendo de los datos anteriores se proporciona un análisis desglosado, para los años 2003 y 2004, que resume la actividad de los grupos empresariales que aprovisionan de gas natural al mercado español, detallando los siguientes conceptos (en GWh):

- **Compras en el mercado internacional:** Representa los volúmenes de gas natural adquiridos por empresas en el mercado internacional y cuyo destino final es el aprovisionamiento mediante los agentes capacitados legalmente para adquirir gas para su consumo en España.
- **Compras fuera del sistema:** Incorpora todas las compras de los agentes que realizan actividades de aprovisionamiento de gas al sistema español a las empresas que compran en el mercado internacional, estando excluidos los intercambios entre agentes dentro del mercado nacional.
- **Ventas fuera del sistema:** Incorpora todas las ventas de los agentes, que compran en el mercado internacional, estando excluidos los intercambios entre agentes dentro del mercado nacional.
- **Comercialización:** Recoge el gas natural que se destina al mercado liberalizado dentro del mercado nacional, y no incluye los posibles intercambios de gas entre agentes, ni el gas potencialmente inyectado en los almacenamientos subterráneos.

⁵³ En la fila donde lee “empresa”, debe decir “Empresas aprovisionadoras que adquieren gas para su consumo en España”. Asimismo, donde se dice “fuente de aprovisionamiento”, debe leerse “fuentes de abastecimiento”.

- Ventas al mercado a tarifa: Recoge el gas natural que se vende al mercado a tarifa.
- Autoconsumos (GWh): Incorpora el gas natural provisionado al mercado nacional por un grupo empresarial y, que se destina a su propio autoconsumo, fundamentalmente en ciclos combinados. La legislación⁵⁴ establece que se excluirán los autoconsumos para llevar a cabo el cálculo del porcentaje total de aprovisionamientos por parte de un grupo empresarial.

Cuadro 48 Adquisiciones y ventas de gas de las empresas que operan en el mercado mayorista (2003)

Empresa	Compras mercado internacional (GWh) (A)	Compras fuera del sistema a otros proveedores nacionales (GWh) (B)	Ventas fuera del sistema a otros proveedores nacionales (GWh) (C)	Comercialización (D)	Ventas al mercado a tarifa (E)	Autoconsumos
Grupo GN	225.365		112.580	112.785		8.083
Iberdrola	16.966	6.744		23.710		8.685
BP	14.534	6.585	90	21.030		
Unión Fenosa	338	5.341		5.679		
CEPSA	11.612			11.612		
BBE		2.185		2.185		
Endesa	2.547	4.920		7.467		
Grupo Naturgas	5.674	2.965		8.549	90	
Shell	2.820	4.543		7.363		
Edison		126		126		
Enagas		79.260			79.260	
Total	279.857	112.669	112.670	200.507	79.350	16.769

Nota: (A) + (B) = (C) + (D) + (E)

Fuente: CNE

Cuadro 49 Adquisiciones y ventas de gas de las empresas que operan en el mercado mayorista (2004)

⁵⁴ Artículo 61, de la Ley 34/1998:

3. A partir del 1 de enero del año 2003, ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio que actúen en el sector de GAS NATURAL podrán aportar en su conjunto GAS NATURAL para su consumo en España en una cuantía superior al 70 por 100 del consumo nacional.

A los efectos del cálculo del porcentaje a que se refiere el párrafo anterior no se considerarán los autoconsumos que se puedan realizar.

4. El Gobierno, mediante Real Decreto, podrá variar los porcentajes establecidos en el apartado anterior, en función de la evolución y de la estructura empresarial del sector."

Empresa	Compras mercado internacional (GWh) (A)	Compras fuera del sistema a otros proveedores nacionales (GWh) (B)	Ventas fuera del sistema a otros proveedores nacionales (GWh) (C)	Comercialización (D)	Ventas al mercado a tarifa (E)	Autoconsumos
Grupo GN	231.171		85.101	146.071		11.406
Iberdrola	27.273	8.599		35.873		16.806
BP	18.872			18.872		
Unión Fenosa	13.729			13.729		5.670
CEPSA	12.659			12.659		
BBE		10.897		10.897		
Endesa	10.621			10.621		
Grupo Naturgas	10.772	1.905		9.190	3.488	
Shell	1.836	6.162		7.998		
Gas de France	2.121		227	1.894		
Incogas		227		227		
Enagas		57539			57539	
Total	329.054	85.329	85.328	268.029	61.027	33.882

Nota: (A) + (B) = (C) + (D) + (E)

Fuente: CNE

Los cuadros anteriores evidencian algunas características importantes del mercado de aprovisionamiento. En primer lugar, durante 2004, un 81,52% del total del gas natural aprovisionado se destinó al mercado liberalizado. En segundo lugar, destaca la posición de GAS NATURAL como único grupo que compra en el mercado internacional y revende cantidades significativas de gas a otros proveedores del mercado español. Esta posición se ha reducido en 2004 con respecto a 2003, debido a la terminación del programa de cesión del gas canalizado de Argelia. En tercer lugar, GAS NATURAL es el principal proveedor del mercado liberalizado y es la fuente de abastecimiento de ENAGAS, y, por lo tanto de casi todo el mercado regulado, por imperativo legal, ya que la Ley 34/98 en la Disposición Transitoria 16 obliga a que, a partir del 1 de enero de 2004, el gas natural procedente del contrato del Magreb sea destinado preferentemente a tarifa.

A continuación se calculan las cuotas de las distintas empresas del mercado de aprovisionamiento de gas natural, bajo dos hipótesis alternativas:

1. Primera hipótesis. Se calculan las cuotas de aprovisionamiento, teniendo en cuenta que los sujetos capacitados legalmente para aprovisionar el sistema son los comercializadores, los transportistas, y, en su caso, los consumidores cualificados. Estas son las cuotas que esta Comisión utiliza en el *"Informe sobre el consumo de gas natural en el 2004"*.
2. Segunda hipótesis. Se calculan las cuotas por fuentes de abastecimiento

Cuadro 50 Cuotas de aprovisionamiento al mercado español por empresa (primera hipótesis) ⁵⁵

Empresa	Cuota incluyendo autoconsumos		Cuota excluyendo autoconsumos	
	Año 2003	Año 2004	Año 2003	Año 2004
Grupo Gas Natural	40,3%	44,4%	39,8%	45,6%
Iberdrola	8,5%	10,9%	5,7%	6,5%
BP	7,5%	5,7%	8,0%	6,4%
Unión Fenosa	2,0%	4,2%	2,2%	2,7%
CEPSA	4,1%	3,8%	4,4%	4,3%
BBE	0,8%	3,3%	0,8%	3,7%
Endesa	2,7%	3,2%	2,8%	3,6%
Grupo Naturgas	3,1%	3,9%	3,3%	4,3%
Shell	2,6%	2,4%	2,8%	2,7%
Gas de France		0,6%		0,6%
Edison	0,0%		0,0%	
Incogas		0,1%		0,1%
Enagas	28,3%	17,5%	30,1%	19,5%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

Cuadro 51 Cuotas de las fuentes de abastecimiento al mercado español por empresa (segunda hipótesis) ⁵⁶

Empresa	Cuota incluyendo autoconsumos		Cuota excluyendo autoconsumos	
	Año 2003	Año 2004	Año 2003	Año 2004
Grupo Gas Natural	80,5%	70,3%	82,6%	74,5%
Iberdrola	6,1%	8,3%	3,1%	3,5%
BP	5,2%	5,7%	5,5%	6,4%
Unión Fenosa	0,1%	4,2%	0,1%	2,7%
CEPSA	4,1%	3,8%	4,4%	4,3%
Endesa	0,9%	3,2%	1,0%	3,6%
Grupo Naturgas	2,0%	3,3%	2,2%	3,6%
Shell	1,0%	0,6%	1,1%	0,6%
Gas de France		0,6%		0,7%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

Se constata la importante participación del Grupo GAS NATURAL, sobre todo entre las fuentes de abastecimiento pero también como empresa aprovisionadora a España. La diferencia entre estas dos cuotas, como se explica a continuación, es representada por las ventas a ENAGAS y a otros agentes fuera del sistema.

⁵⁵ En la fila donde lee "empresa", debe decir "Empresas aprovisionadoras que adquieren gas para su consumo en España"

⁵⁶ En la fila donde lee "empresa", debe decir "Empresas aprovisionadoras que adquieren gas para su consumo en España"

A continuación se describe en detalle la posición de los principales grupos empresariales que actúan en el mercado mayorista del gas.

Grupo GAS NATURAL

El Grupo GAS NATURAL opera en el mercado internacional por medio de cuatro empresas pertenecientes al Grupo: GAS NATURAL APROVISIONAMIENTOS, GAS NATURAL TRADING, REPSOL⁵⁷ y SAGANE, y aprovisiona al mercado español mediante las empresas GAS NATURAL COMERCIALIZADORA y GAS NATURAL SERVICIOS, que además se encargan de vender el gas a los consumidores finales en el mercado liberalizado.

Asimismo, el Grupo GAS NATURAL vende a ENAGAS la casi totalidad del gas destinado al mercado a tarifa⁵⁸.

Bajo la primera de las hipótesis de cálculo, GAS NATURAL tiene unas cuotas del 44,4% en 2003 y del 45,6% en 2004 sobre el total de aprovisionamientos, excluyendo los autoconsumos.

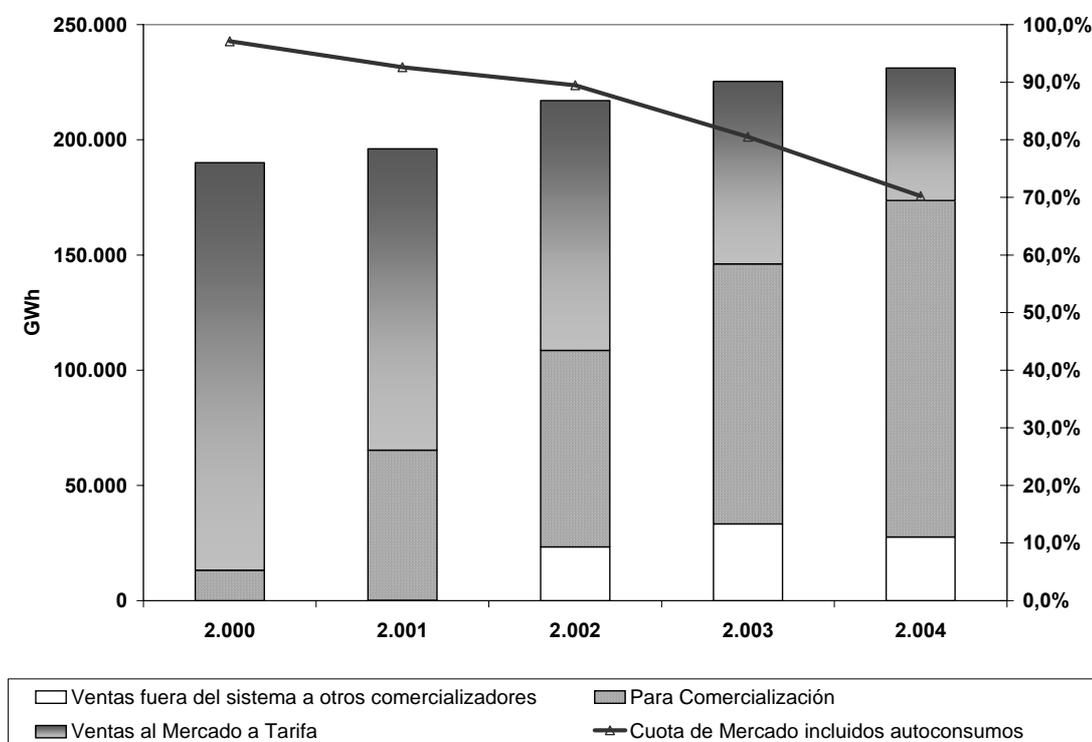
En la segunda de las hipótesis de cálculo de las cuotas de mercado, el grupo GAS NATURAL tiene una cuota del 82,6% en 2003 y del 74,5% en 2004 sobre el total de las fuentes de abastecimiento, siempre tomando en consideración datos en los que se encuentran excluidos los autoconsumos.

Asimismo, se comprueba en el Cuadro 52 que el Grupo GAS NATURAL no ha perdido volumen en el mercado de fuentes de abastecimiento desde el inicio efectivo de la liberalización en el año 2000. Además se detallan los diferentes destinos del gas que el grupo GAS NATURAL abastece para el mercado español en el año 2004.

⁵⁷ Incluido en el Grupo GAS NATURAL como consecuencia de lo establecido en la Resolución de la Comisión Nacional de Energía por la que se establecen y hacen públicas, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 de Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos (aprobado por el Consejo de Administración de 4 de noviembre de 2004).

⁵⁸ De esta afirmación se exceptúa el año 2004 donde la empresa Gas de Euskadi Transporte incorpora 3.488 GWh de gas para el mercado a tarifa

Cuadro 52 Destino de los abastecimientos del Grupo GAS NATURAL (2000-2004)



Fuente: CNE

El Grupo GAS NATURAL dedica, en los años 2003 y 2004, 33.320 y 27.562 GWh respectivamente para su venta a otros aprovisionadores nacionales, y realiza estas ventas fuera del sistema gasista español. En particular, en el año 2004, y una vez finalizadas las entregas de gas a otras comercializadoras mediante la subasta del contrato del gas de Magreb I, el Grupo GAS NATURAL fue una de las fuentes de abastecimiento de las siguientes empresas comercializadoras: IBERDROLA, NATURGAS COMERCIALIZADORA, SHELL y BBE⁵⁹. En concreto, por lo que se refiere al Grupo IBERDROLA, éste recibe del Grupo GAS NATURAL un 24,0% (8.599 GWh) del total (35.873 GWh) de sus abastecimiento. Por otra parte, por lo que se refiere al Grupo SHELL, éste recibe del Grupo GAS NATURAL 6.162 GWh, que suponen un 77,0% del total de sus abastecimientos (7.998 GWh). Por lo que se refiere al Grupo NATURGAS, éste recibe 1.905 GWh del Grupo GAS NATURAL, que suponen un 17,7% del total de sus

⁵⁹ BBE se constituye en comercializadora mediante Resolución de 24 de febrero de 2004 de 20 de diciembre de 2005

abastecimientos (10.772 GWh). Finalmente, BBE recibe el 100,0% de sus abastecimientos de gas de REPSOL, empresa integrada con GAS NATURAL.

Adicionalmente, 8.083 y 11.406 GWh del total de gas aprovisionado por las empresas comercializadoras del grupo en los años 2003 y 2004 se destina al autoconsumo en sus propios ciclos combinados. Asimismo, el Grupo GAS NATURAL suministró, en los años 2003 y 2004, 10.396 y 16.486 GWh de gas natural, respectivamente, a los ciclos combinados de sus competidores, ENDESA y Grupo NATURGAS, mediante su empresa GAS NATURAL COMERCIALIZADORA.

Las fuentes de aprovisionamiento del gas introducido en España por gasoducto pertenecen al grupo GAS NATURAL prácticamente en su totalidad, restando una parte residual de GAZ DE FRANCE en Larrau, desde el mes de febrero de 2004.

Adicionalmente, el Grupo GAS NATURAL controla la totalidad del gas natural de producción nacional, tal y como se muestra en el Cuadro 53.

Cuadro 53 Titularidad de los abastecimientos de los yacimientos nacionales (GWh)⁶⁰

Productor	Yacimiento	Aprovisionador	2003	2004
-	Aznalcáraz	Grupo Gas Natural - Repsol	222	0
Locs Oil Co. of Spain	Marismas/Palancares	Grupo Gas Natural - Repsol	340	217
Grupo Gas Natural - Repsol	Poseidón	Grupo Gas Natural - Repsol	1.966	3.495

Fuente: CNE

⁶⁰ En la fila donde lee "aprovisionador" debe de leer "abastecedor".
20 de diciembre de 2005

Grupo ENDESA

La fuente de abastecimiento del grupo ENDESA al mercado español es su filial CARBOEX INTERNATIONAL LIMITED. La comercializadora ENDESA GAS COMERCIALIZADORA se ocupa de la venta final de gas natural a los consumidores dentro del mercado liberalizado.

Considerando la primera hipótesis de cálculo, y sin excluir los autoconsumos que efectúan los grupos GAS NATURAL, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, del total de los aprovisionamientos para el mercado español, el Grupo ENDESA ocupa el séptimo puesto en el año 2004, con una cuota del 3,2%.

Considerando la segunda hipótesis de cálculo, este grupo empresarial incorporó gas natural a España en el año 2004, que, neto de autoconsumos, representaba un 3,6%, siendo la tercera fuente de abastecimiento, empatado con el grupo NATURGAS. El gas natural que incorpora el Grupo ENDESA al mercado nacional se destina íntegramente a la comercialización dentro del mercado español, no destinándose cantidad alguna para su consumo en los ciclos combinados del grupo, que son suministrados con gas natural del Grupo GAS NATURAL.

ENDESA participa con un 12% en el proyecto Medgaz, que prevé introducir 8 bcm de gas de Argelia por gasoducto en España, a partir del año 2009.

Grupo IBERDROLA

En el mercado de aprovisionamientos, según la primera hipótesis de cálculo, el grupo IBERDROLA ocupa el tercer lugar, después de GAS NATURAL y ENAGAS, con una cuota de casi el 11% en 2004, si se toma como referencia todo el gas por él introducido en el sistema gasista, incluidos los autoconsumos, ya que destina una gran proporción al consumo de sus ciclos combinados (8.685 GWh en el año 2003 y 16.806 GWh en el año 2004). El resto del gas natural lo destina a su comercialización dentro del mercado nacional. Esta cuota se reduce al 6,5% si se excluyen los autoconsumos.

Bajo la segunda hipótesis de cálculo, de fuentes de abastecimiento, una vez excluidos los autoconsumos, el Grupo IBERDROLA es la sexta mayor fuente de abastecimiento del sistema gasista español, con unas cuotas, en los años 2003 y 2004, del 3,1% y 3,5%.

En el año 2004 el Grupo IBERDROLA efectuó compras al Grupo GAS NATURAL y fuera del sistema de al menos 8.599 GWh, el 24% del total de sus aprovisionamientos en dicho año.

IBERDROLA también participa con un 12% en el proyecto Medgaz, que prevé introducir 8 bcm/año de gas de Argelia por gasoducto en España, a partir del año 2009.

Otros grupos

En el Cuadro 50 se aprecia la distancia que separa al primer proveedor (GAS NATURAL) de los otros: el segundo es ENAGAS con el 19,5%, y cuyo gas se destina al mercado a tarifa, mientras los terceros y cuartos son IBERDROLA y BP, con cuotas del 6,5% y 6,4% respectivamente. En el Cuadro 51 se aprecia que esta distancia es más significativa en fuentes de abastecimientos, donde GAS NATURAL tiene una cuota del 74,5% en 2004 y BP es la segunda fuente de abastecimiento con una cuota del 6,4%, excluidos los autoconsumos.

Entre los otros agentes activos en este mercado, destaca la evolución del Grupo UNIÓN FENOSA, que en 2004 tenía una cuota del 2,7% en aprovisionamientos. Como se aprecia en el cuadro 47, en el año 2004, las fuentes de abastecimiento de UNIÓN

FENOSA fueron ENI, SONATRACH, OMÁN LNG y NIGERIA LNG, y el gas fue destinado a la actividad de comercialización, presentando únicamente autoconsumos en el año 2004. Este grupo empresarial presenta una evolución positiva en lo que a incorporación de gas se refiere. Así, en el año 2003, compró en el mercado internacional 338 GWh, frente a los 5.341 GWh de compras fuera del sistema a otras empresas. Frente a esta situación, en el año 2004, el Grupo UNIÓN FENOSA se aprovisionó íntegramente del mercado internacional y, dicha cuantía ascendió a 13.729 GWh.

Cuotas de mercado en los segmentos de gas natural y GNL

Dadas las diferencias entre gas natural y GNL, es útil analizar las cuotas de los distintos operadores en estos dos segmentos.

El gas natural que entra en España a través de gasoducto lo hace por los de Larrau, Tarifa y, en mucha menor medida, de Tuy. En el Cuadro 54 se muestra el total de gas natural que se incorporó a España en forma de gas natural a lo largo de los años 2003 y 2004, desglosando los puntos de entrada las fuentes de abastecimiento.

Cuadro 54 Entradas de gas natural por punto de entrada y fuente de abastecimiento (GWh)

ENTRADA	FUENTE DE ABASTECIMIENTO	2003	2004
Tarifa	Grupo Gas Natural	74.669	88.805
Larrau	Grupo Gas Natural	26.640	25.685
	Gas de France	0	592
Tuy	Grupo Unión Fenosa	338	675
Tarifa/Tuy	Cepsa		1.300
Total		101.646	117.056

Fuente: CNE

Cuadro 55 se recogen las cuotas correspondientes a las entradas de gas natural por gasoducto, durante los años 2003 y 2004, por grupos empresariales. Se aprecia que el Grupo GAS NATURAL aporta la práctica totalidad del gas natural que entra por gasoducto en España.

Cuadro 55 Cuotas de los operadores en el segmento de gas natural

	CUOTAS GASODUCTO	
	2003	2004
Grupo Gas Natural	99,7%	97,8%
Gas de France		0,5%
Grupo Unión Fenosa	0,3%	0,6%
Cepsa		1,1%
Total	100,0%	98,9%

Fuente: CNE

El volumen de las fuentes de abastecimiento al mercado mediante GNL y las cuotas de cada una de las empresas que realizan dicha función en los años 2003 y 2004 queda

reflejado en el Cuadro 56. En estos datos no se han tenido en cuenta los autoconsumos que realiza cada grupo empresarial, y se incluyen las entregas netas de GNL que se han realizado entre empresas fuera del sistema gasista.

Cuadro 56 Cuotas de abastecimiento de GNL

	2003		2004	
	GWh	Cuota	GWh	Cuota
Grupo GN	121.528	69,2%	112.969	54,2%
Iberdrola	16.966	9,7%	27.273	13,1%
BP	14.534	8,3%	18.872	9,1%
Unión Fenosa	0	0,0%	13.054	6,3%
CEPSA	11.612	6,6%	11.359	5,5%
Endesa	2.547	1,5%	10.621	5,1%
Grupo Naturgas	5.674	3,2%	10.772	5,2%
Shell	2.820	1,6%	1.836	0,9%
Gas de France	0	0,0%	1.529	0,7%
Total	175.681	100,0%	208.285	100,0%

Fuente: CNE

En el año 2004, con respecto al año 2003, se observa una pérdida significativa en la cuota de GNL entregado por el Grupo GAS NATURAL, que ha sido absorbida por un aumento en la cuota de otros agentes. Por otra parte, en valor absoluto, el volumen de gas entregado al sistema por el grupo GAS NATURAL permanece casi inalterado, como se aprecia en el cuadro 52.

Funcionamiento del mercado de abastecimiento / aprovisionamiento en España

Las transacciones en el mercado internacional relevante para España se realizan mediante contratos bilaterales confidenciales negociados entre las partes, generalmente de larga duración y con cláusulas de referencia de precios a los derivados del petróleo y de compra obligatoria (*take or pay*). Cada contrato, y especialmente los de mayor antigüedad, funciona bajo sus propias reglas individuales. No existe un mercado organizado con precios transparentes y contratos estandarizados. Dichos contratos están tradicionalmente relacionados con la realización de proyectos concretos de producción y transporte del gas desde determinados yacimientos a determinados mercados nacionales o regionales (en el Anexo D se describe con más detalle el mecanismo de formación de

los precios en los mercados de gas internacionales). Solo muy recientemente, y debido en buena parte al desarrollo del comercio internacional de GNL, está apareciendo una tendencia a la convergencia entre precios del gas de diferentes mercados.

En este contexto, por razones históricas, el grupo GAS NATURAL⁶¹ posee un volumen de gas contratado a largo plazo en el mercado internacional muy superior a los volúmenes de gas que poseen el resto de los operadores en el mercado español, y que fueron negociados en circunstancias en las que los niveles de precios eran inferiores a los de hoy en día, por lo que el Grupo GAS NATURAL puede tener un precio para el gas de su *mix* de aprovisionamientos inferior a los precios hoy vigentes en los mercados de gas. No obstante, también es cierto que los productores, al igual que los aprovisionadores, suelen solicitar, en las condiciones acordadas en cada contrato, el inicio del proceso de revisión de las cláusulas de precios acordadas, para adaptarlas a las circunstancias y niveles de precios que imperen en cada momento, por lo que la ventaja competitiva en precio de los contratos antiguos, con respecto a los contratos más recientes, va a ir disminuyendo.

La confidencialidad de los contratos internacionales de gas, y en particular, de sus precios y fórmulas de actualización y revisión, no hacen posible cuantificar la posible ventaja competitiva en precio que posee el *mix* de aprovisionamientos del Grupo GAS NATURAL sobre los precios actuales en los mercados internacionales. En cualquier caso, sí es posible afirmar que las características de volumen, precio y flexibilidad, de los contratos de aprovisionamiento del Grupo GAS NATURAL le han permitido afrontar situaciones con clara incidencia en los precios del gas en el consumidor final, sin que ello haya supuesto al Grupo GAS NATURAL pérdida alguna de volumen en el gas suministrado a los consumidores finales en el mercado liberalizado (situación que se comenta a continuación en el apartado 8.1.1.4). Así, durante el año 2003 y parte del año 2004, los descuentos promocionales practicados por los comercializadores a los grandes consumidores del mercado liberalizado han alcanzado valores puntuales del orden o superiores al 20 % sobre los precios de la tarifa regulada. La situación de fuerte competencia en el mercado

⁶¹ La empresa GAS NATURAL sdg compra en 1993 la empresa ENAGAS, que era en dicho momento la poseedora de todos los contratos de aprovisionamiento de GAS NATURAL para España, debido al monopolio que ostentaba para el aprovisionamiento de GAS NATURAL en España.

liberalizado empezó a reducirse a finales del verano del año 2004, coincidiendo con signos firmes de crecimiento en los precios del crudo en los mercados internacionales y en los precios del gas en el mercado de *Henry Hub* de EE.UU., al existir la posibilidad de efectuar entregas significativas de GNL en las plantas de regasificación de la costa este americana y en algunos países asiáticos.

La capacidad de influencia del Grupo GAS NATURAL para determinar los precios del gas natural para los consumidores finales en España viene dada por varios factores

En primer lugar, GAS NATURAL es la empresa con mayor cuota en el mercado de aprovisionamientos según la primera hipótesis de cálculo (45,6% excluyendo autoconsumos) y con una cuota todavía mayor en fuentes de abastecimiento según la segunda hipótesis de cálculo (74,5% excluyendo autoconsumos en el año 2004) y con mayor diversidad de contratos, orígenes y precios. Asimismo, no ha soportado ninguna reducción de volumen en las entregas de gas natural al mercado español durante el periodo 2000 – 2004, aunque su cuota relativa ha ido disminuyendo.

En segundo lugar, GAS NATURAL es la principal fuente de abastecimiento del mercado a tarifa ya que la Ley 34/98 en la Disposición Transitoria 16 obliga a que, a partir del 1 de enero de 2004, el gas natural procedente del contrato del Magreb sea destinado preferentemente a tarifa. Recientemente, la *Orden Ministerial ITC/3321/2005, de 25 de octubre, por la que se modifica la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, que estableció las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar*, compensó los mayores costes de aprovisionamiento de GAS NATURAL mediante la revisión del valor del cmp (el coste de la materia prima incluido en tarifa).

La interrelación entre los precios del gas en el mercado a tarifa y liberalizado ha sido manifiesta puesto que los consumidores en el mercado liberalizado han venido contratando sus suministros con los comercializadores en base a las tarifas publicadas, con descuentos o incrementos sobre la misma, dependiendo de los precios para el gas en

los mercados internacionales. La tendencia actual es que los precios de comercialización se fijen cada vez más en función de los precios internacionales del gas. Recientemente, en el Real Decreto-Ley 5/2005 y en el Real Decreto 942/2005 se ha limitado la posibilidad de vuelta al mercado a tarifa para los consumidores del mercado liberalizado con un consumo superior a 100 GWh/año.

Otro síntoma de la fortaleza y competitividad del *mix* de contratos internacionales del Grupo GAS NATURAL se refleja en su capacidad para vender gas a sus competidores en el mercado español. Efectivamente, en el año 2004 y una vez finalizada la subasta del contrato del gas de Argelia por gasoducto, el Grupo GAS NATURAL ha suministrado 27.562 GWh a algunos de sus competidores en el mercado final español (IBERDROLA, Grupo NATURGAS, BBE y SHELL). Asimismo, ha suministrado gas como comercializador a ENDESA y NATURGAS, para su consumo en sus ciclos combinados de Besós, Tarragona, San Roque y Castejón, lo que es un síntoma de las dificultades que tienen algunos competidores del Grupo GAS NATURAL para encontrar gas natural a precios competitivos en los mercados internacionales.

Análisis del impacto de la operación

En el presente epígrafe se analiza la situación resultante de la absorción de ENDESA por parte de GAS NATURAL. Para ello, se utilizan como base los datos de fuentes de abastecimiento y de aprovisionamientos de los años 2003 y 2004 que se han utilizado previamente. En el Cuadro 57 y en el Cuadro 58 se muestran las adquisiciones y ventas de las empresas que operan en el mercado mayorista, en 2003 y 2004, respectivamente, y teniendo en cuenta grupo resultante de la operación. En este cuadro el “Grupo resultante de la OPA” resulta de sumar los volúmenes de gas de GAS NATURAL y ENDESA que aparecían en el Cuadro 48 y en el Cuadro 49. Los conceptos recogidos en estos cuadros se utilizan en el mismo sentido que lo especificado a lo largo del informe.

Cuadro 57 Adquisiciones y ventas de gas de las empresas que operan en el mercado mayorista (2003)

Empresa	Compras mercado internacional (GWh) (A)	Compras fuera del sistema a otros aprovisionadores nacionales (GWh) (B)	Ventas fuera del sistema a otros aprovisionadores nacionales (GWh) (C)	Comercialización (D)	Ventas al mercado a tarifa (E)	Autoconsumos
Grupo resultante de la OPA	227.913	0	107.660	120.252		19.607
Iberdrola	16.966	6.744		23.710		8.685
BP	14.534	6.585	90	21.030		
Unión Fenosa	338	5.341		5.679		
CEPSA	11.612			11.612		
BBE		2.185		2.185		
Grupo Naturgas	5.674	90		5.674	90	
Shell	2.820	4.543		7.363		
Hidrocarburo		2.875		2.875		
Edison		126		126		
Enagas		79.260			79.260	
Total	279.857	107.750	107.749	200.506	79.350	28.292

Nota: (A)+(B) = (C)+(D)+(E)

Fuente: CNE

Cuadro 58 Adquisiciones y ventas de gas de las empresas que operan en el mercado mayorista (2004)

Empresa	Compras mercado internacional (GWh) (A)	Compras fuera del sistema a otros aprovisionadores nacionales (GWh) (B)	Ventas fuera del sistema a otros aprovisionadores nacionales (GWh) (C)	Comercialización (D)	Ventas al mercado a tarifa (E)	Autoconsumos
Grupo resultante de la OPA	241.792	0	85.101	156.692		27.569
Iberdrola	27.273	8.599		35.873		16.806
BP	18.872	0		18.872		
Unión Fenosa	13.729	0		13.729		5.670
CEPSA	12.659	0		12.659		
BBE		10.897		10.897		
Grupo Naturgas	10.772	1.905		9.190	3.488	
Shell	1.836	6.162		7.998		
Gas de France	2.121	0	227	1.894		
Incogas		227		227		
Enagas		57.539			57.539	
Total	329.054	85.329	85.328	268.029	61.027	50.045

Nota: (A) + (B) = (C) + (D) + (E)

Fuente: CNE

En el Cuadro 59 se muestran las cuotas de aprovisionamiento al mercado español que corresponden a la primera hipótesis de cálculo que se observarían si tuviera lugar la OPA, utilizando la información de los años 2003 y 2004. Por otra parte, en el Cuadro 60 se muestran las cuotas de las fuentes de abastecimiento (la segunda hipótesis de cálculo mencionada anteriormente).

Cuadro 59 Cuotas de aprovisionamiento al mercado español por empresa (primera hipótesis)

Empresa	Cuota incluyendo autoconsumos		Cuota excluyendo autoconsumos	
	Año 2003	Año 2004	Año 2003	Año 2004
Grupo resultante de la OPA	43,0%	47,6%	40,0%	46,3%
Iberdrola	8,5%	10,9%	6,0%	6,8%
BP	7,5%	5,7%	8,4%	6,8%
Unión Fenosa	2,0%	4,2%	2,3%	2,9%
CEPSA	4,1%	3,8%	4,6%	4,5%
BBE	0,8%	3,3%	0,9%	3,9%
Grupo Naturgas	2,1%	3,9%	2,3%	4,5%
Shell	2,6%	2,4%	2,9%	2,9%
Gas de France	1,0%	0,6%	1,1%	0,7%
Incogas	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%
Enagas	28,3%	17,5%	31,5%	20,6%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

Cuadro 60 Cuotas de las fuentes de abastecimiento al mercado español por empresa (segunda hipótesis)

Empresa	Cuota incluyendo autoconsumos		Cuota excluyendo autoconsumos	
	Año 2003	Año 2004	Año 2003	Año 2004
Grupo resultante de la OPA	81,4%	73,5%	82,8%	76,8%
Iberdrola	6,1%	8,3%	3,3%	3,8%
BP	5,2%	5,7%	5,8%	6,8%
Unión Fenosa	0,1%	4,2%	0,1%	2,9%
CEPSA	4,1%	3,8%	4,6%	4,5%
Grupo Naturgas	2,0%	3,3%	2,3%	3,9%
Shell	1,0%	0,6%	1,1%	0,7%
Gas de France	0,0%	0,6%	0,0%	0,8%
Hidrocantábrico	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Edison	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

Como resultado de la OPA, Grupo GAS NATURAL aumentaría su cuota en el mercado de aprovisionamiento al mercado español. Considerando el año 2004, la cuota que incluye autoconsumos pasaría del 44,4% al 47,6% y la cuota que excluye autoconsumos pasaría del 45,6% al 46,3%. El Grupo GAS NATURAL además reforzaría su actual posición de dominio en el mercado de las fuentes de abastecimientos a España, integrando en su cartera los contratos internacionales de ENDESA, con lo que pasaría a ostentar unas cuotas para el año 2004 en los abastecimientos incluidos autoconsumos de 70,3% a 73,5%, y excluyendo los autoconsumos de 74,5% a 76,8%.

Puesto que todo el gas contratado por ENDESA es GNL la operación implicaría un aumento de la cuota de GAS NATURAL sobre el aprovisionamiento mediante GNL que pasaría del 54,2% al 59,3%. Por otra parte, GAS NATURAL mantendría su cuota actual del 98,9% en la importación de gas por gasoducto (100% a través del gasoducto del Magreb y 97,7% en la conexión con Francia) y el 100% sobre el gas de producción nacional. Además, seguiría suministrando el 100% del mercado a tarifa.

Asimismo, GAS NATURAL incorporaría una participación del 12%, que actualmente ostenta ENDESA en el proyecto del gasoducto del Medgaz, que prevé entrar en funcionamiento a partir del año 2009 con un volumen inicial de 8 bcm/año.

Como consideración final, cabe observar que la operación implicaría la eliminación de ENDESA como uno de los competidores más activos del Grupo GAS NATURAL en el aprovisionamiento al mercado español. En efecto en los últimos años ENDESA había empezado a desarrollar una intensa actividad de *trading* mediante su filial CARBOEX, contribuyendo también de forma crucial a la liquidez del mercado informal de flexibilidad entre pequeños importadores de GNL destinado a España.

A este respecto, ENDESA expone las dificultades existentes en España para proveer flexibilidad al mercado, basadas, principalmente, en la escasez de almacenamiento y en el hecho de que la regulación en vigor implica un almacenamiento superior al que pueden ofrecer las instalaciones actuales. Así, indica que España depende de la flexibilidad que ofrecen los terminales de gas natural licuado, los gaseoductos domésticos y de importación, y la posibilidad de ajustar el consumo de gas en los ciclos combinados. Según especifica ENDESA, estos recursos no son suficientes para muchos suministradores que han de recurrir a los intercambios bilaterales para acomodar los cambios repentinos en la oferta y la demanda. Considera que los intercambios bilaterales son esenciales en la provisión de flexibilidad para los competidores de GAS NATURAL, explicitando que ENDESA participa de manera significativa en estos intercambios, citando, a los efectos de poner de manifiesto esta situación, que de enero a julio de 2005 los intercambios entre ENDESA y CEPSA representaron el 31 por ciento de las ventas totales de CEPSA. Textualmente, ENDESA indica en sus alegaciones que “*sin el apoyo* 20 de diciembre de 2005

de Endesa en los intercambios, CEPSA habría tenido que buscar gas en otra parte en los momentos que carecía de recursos suficientes, y tales volúmenes habrían representado aproximadamente el quince por ciento de sus ventas totales”.

En cuanto a los intercambios con SHELL, el volumen total de intercambios llega al 36 por ciento, implicando que alrededor del 18 por ciento del gas suministrado por SHELL ha sido prestado por ENDESA con la finalidad de resolver problemas de suministro a corto plazo.

ENDESA considera que sin la fusión existen incentivos a intercambiar gas con otros suministradores en la medida en que los beneficios para estos competidores implicarán unas pérdidas para GAS NATURAL y no para ENDESA. La compañía considera que su cuota de mercado sigue siendo tan pequeña que sus rivales pueden expandirse sin que esto suponga una amenaza para ENDESA, indicando que ENDESA y otros suministradores compiten con GAS NATURAL en lugar de competir entre ellos.

Asimismo, indica que en caso de materializarse la fusión, la empresa resultante, dominante en el mercado de aprovisionamiento, no tendría incentivos para intercambiar gas con sus rivales, puesto que éstos reducirían las ventajas inherentes de la entidad fusionada con respecto a sus rivales. Continúa exponiendo que *“si la entidad fusionada se niega a participar en intercambios, el mercado tardaría en encontrar a alguien que pudiera sustituir el papel actual de Endesa. Si se niega a participar en intercambios, la entidad fusionada dejaría a sus competidores en una posición debilitada durante un periodo extendido”.*

8.1.1.4 Actividad de comercialización de gas natural

8.1.1.4.1 Evolución del mercado minorista de gas natural

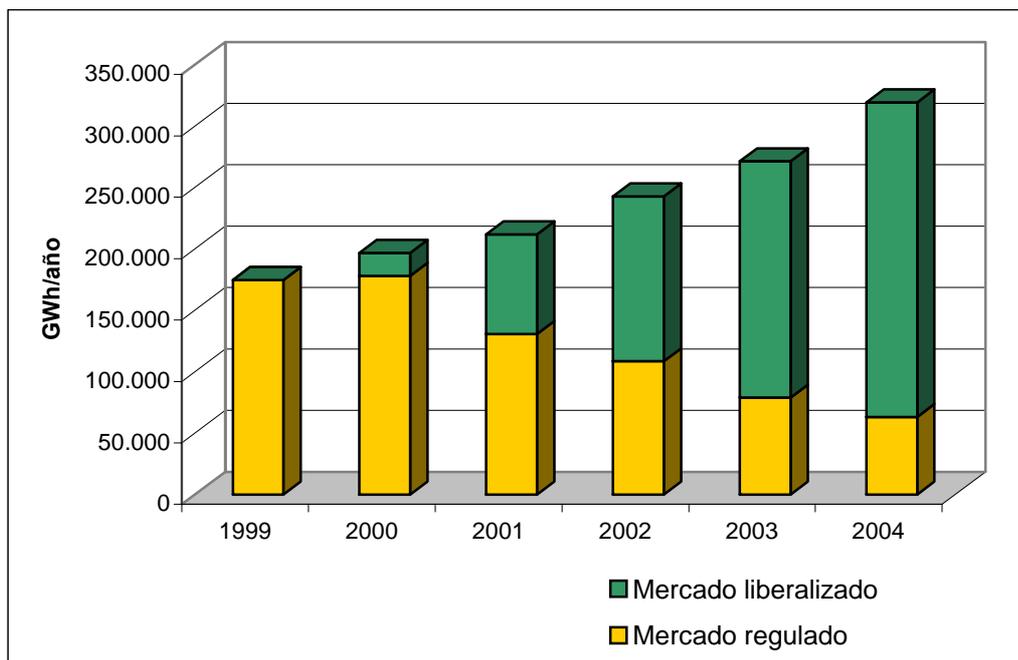
La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos estableció las bases para la liberalización del suministro de gas natural. Inicialmente la apertura del mercado estaba restringida a los consumidores que consumiesen, anualmente, más de 20 millones de m³(n). De forma gradual, a través de distintos hitos de elegibilidad, la capacidad de elección ha ido extendiéndose. Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores

puede elegir suministrador libremente, bien su distribuidor y continuar en el mercado regulado, o bien un comercializador en el mercado liberalizado. Esta fecha de apertura total del mercado se ha adelantado considerablemente al calendario establecido en la Directiva 2003/55/CE, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, según la cual, la fecha límite para la apertura total del mercado es el 1 de julio de 2007.

Durante el año 1998 y 1999 no hubo actividad de comercialización en España; ésta comenzó en el año 2000. Desde ese momento hasta la fecha actual, el porcentaje de ventas y el número de clientes en el mercado liberalizado ha ido en aumento, al mismo tiempo que se ha ido incrementando el número de empresas comercializadoras que operan en el mercado. En el año 2004, las ventas de gas realizadas a través del mercado liberalizado supusieron el 80% de los suministros totales al mercado gasista español.

Las razones para que, en el plazo de cuatro años, se haya llegado a un porcentaje de ventas en el mercado liberalizado tan importante, son diversas. Por un lado, el incremento de la demanda de gas en estos cuatro años ha sido superior al 60%, por lo tanto un mercado que crece de esta forma puede dar cabida a nuevos entrantes sin afectar demasiado a las empresas establecidas. Por otro lado, en el mercado español el segmento de clientes industriales, incluyendo el gas destinado a la generación eléctrica, supone más del 80% de las ventas, lo que significa que con la captación de poco más de 5.000 clientes ya se tiene el 80% de las ventas. Finalmente, a lo largo de este periodo, se han adoptado medidas que han propiciado el cambio al mercado liberalizado, sobre todo en lo que se refiere a la sencillez de los mecanismos de reserva y contratación de capacidad y a los peajes de acceso, a partir de la publicación del RD 949/2001, de 3 de agosto.

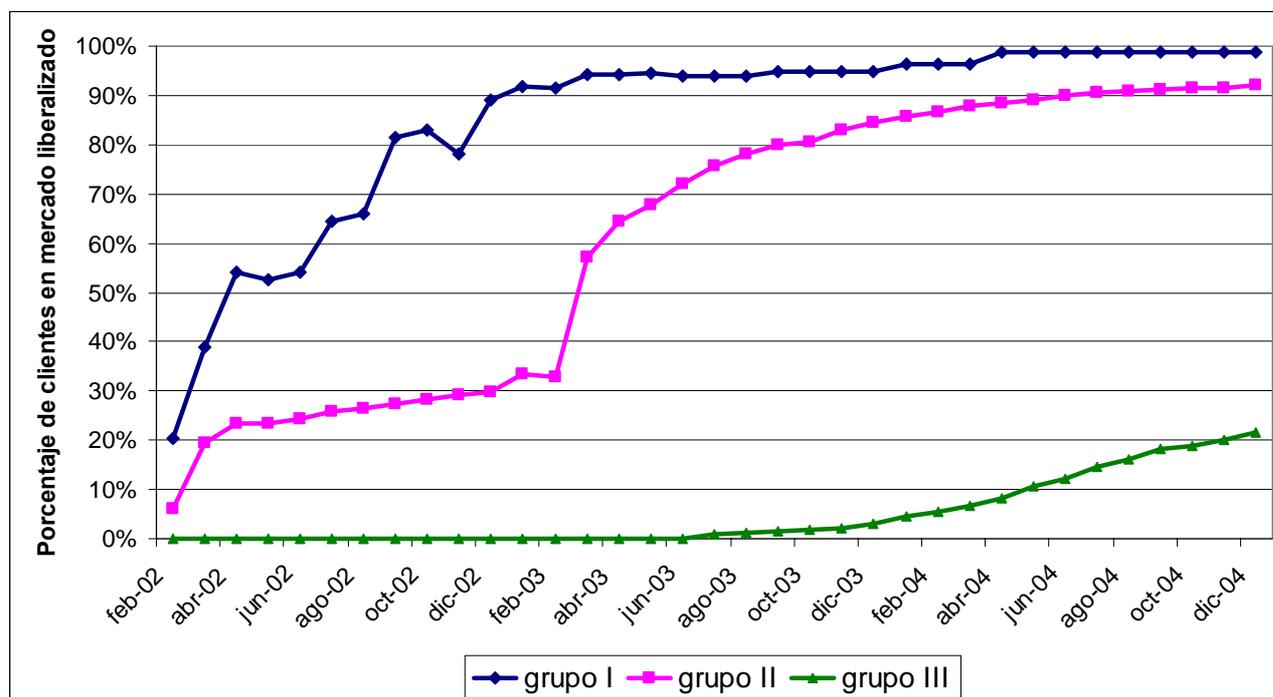
Cuadro 61 Evolución de las ventas de gas en los mercados liberalizados y regulados de gas



Fuente: CNE

En cambio, si se tiene en cuenta el dato de número de clientes en el mercado liberalizado los porcentajes varían significativamente. A finales de 2004 se contabilizaba un total de 1.218.785 consumidores en el mercado liberalizado, lo cual supone un 20,3% de los consumidores de gas natural en España (uno de cada cinco). A finales de 2003, por el contrario, sólo había en el mercado liberalizado 171.588 clientes. Esto se debió, principalmente, a que el segmento doméstico comercial no estuvo abierto al mercado libre hasta el 1 de enero de 2003; a lo largo de este primer año el cambio de suministrador de los clientes domésticos fue muy lento, debido, en gran medida, a que no estaban implementados los sistemas informáticos que facilitan el proceso. En cambio, el número de consumidores en mercado libre se ha incrementado en más de un millón en el año 2004. La evolución del mercado por clientes de distintos grupos tarifarios se muestra en el Cuadro 62

Cuadro 62 Evolución del porcentaje de clientes en el mercado liberalizado por grupos tarifarios



Fuente: CNE

Los consumidores de los grupos tarifarios I y II, situados en redes de más de 4 bar, y por lo tanto clientes industriales y de generación eléctrica, se encuentran en una proporción superior al 90% en el mercado liberalizado. Los grandes clientes, los del grupo I, situados en redes de más de 60 bar son los que en un primer momento, desde el año 2000, pasaron al mercado liberalizado. Posteriormente les siguen los del grupo II; es interesante observar que a principios de 2003 existía todavía un buen número de clientes industriales en mercado regulado y que el paso masivo en este tramo tarifario se produjo en 2003. Por el contrario, los consumidores del grupo III, situados en redes de menos de 4 bar, son clientes doméstico-comerciales, que comenzaron a pasar al mercado liberalizado a partir de finales de 2003 y sólo totalizan en la actualidad, en el mercado liberalizado, alrededor del 20%. Existen además dos grupos de consumidores, los interrumpibles y los que consumen gas para su uso como materia prima, que se encuentran en su totalidad en el mercado regulado, ya que no existe una tarifa de acceso, es decir un peaje, paralelo a las tarifas integrales interrumpibles y de materia prima. Los clientes de materia prima son dos y los clientes interrumpibles actuales se reducen prácticamente a algunos clientes industriales con producción estacional y las centrales térmicas bicomcombustibles, que desde siempre han utilizado esta tarifa debido a que suelen funcionar un número de horas

20 de diciembre de 2005 156

reducido y disponen de combustible alternativo, el gasóleo, en caso de ser interrumpido el suministro con gas.

El patrón observado en España de participación de los consumidores industriales en el mercado libre está entre los más elevados en la Unión Europea, en línea con el de países como Bélgica, Irlanda y Reino Unido, según informa la Comisión Europea⁶². Sin embargo, en el segmento doméstico la situación de España es más cercana a la media. En este segmento sólo dos países tenían porcentajes de cambio de suministrador significativos, Reino Unido con un 47% e Italia con un 35% (porcentaje superior al del mercado industrial). Países como Francia, Austria y Alemania tenían respectivamente el 25%, 9% y 7% de mercado industrial en mercado liberalizado y en el caso de Austria y Alemania un porcentaje despreciable del segmento doméstico (estos últimos clientes todavía no son elegibles en Francia).

⁶² “*Report of the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*”. Commission of the European Communities (05/01/05), que contiene datos de 2003.
20 de diciembre de 2005

Cuadro 63 Porcentaje de clientes en el mercado liberalizado de los países de la Unión Europea

	Large eligible industrial users		Small commercial/ Domestic	
	since market opening	during 2003	since market opening	during 2003
Austria	9%	9%	0.5%	0.5%
Belgium ¹⁹	60%	n.a.	4%	4%
Denmark	30%	3%	20	
France	25%	5%		
Germany	7%	n.k.	<2%	0%
Ireland	>50%	1%		
Italy	30%	n.k.	35%	35%
Luxembourg	<5%	n.k.		
Netherlands	c.30%	n.k.	2%	n.k.
Spain	>50%	22%	5%	5%
Sweden	n.k.	n.k.		
UK	>50%	19%	47%	13%
Estonia	20%	0%		
Latvia	0%	0%		
Lithuania	0%	0%		
Poland	0%	0%		
Czech R	0%	0%		
Slovakia	0%	0%		
Hungary	5%	5%		
Slovenia	0%	0%		
Candidate Countries				
Croatia	0%	0%		
Romania	>50%	>50%		
Bulgaria	0%	0%		
Turkey	n.k.	n.k.		

source: Information provided by Regulators.

Fuente: "Report of the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market". Commission of the European Communities (05/01/05)

8.1.1.4.2 La demanda

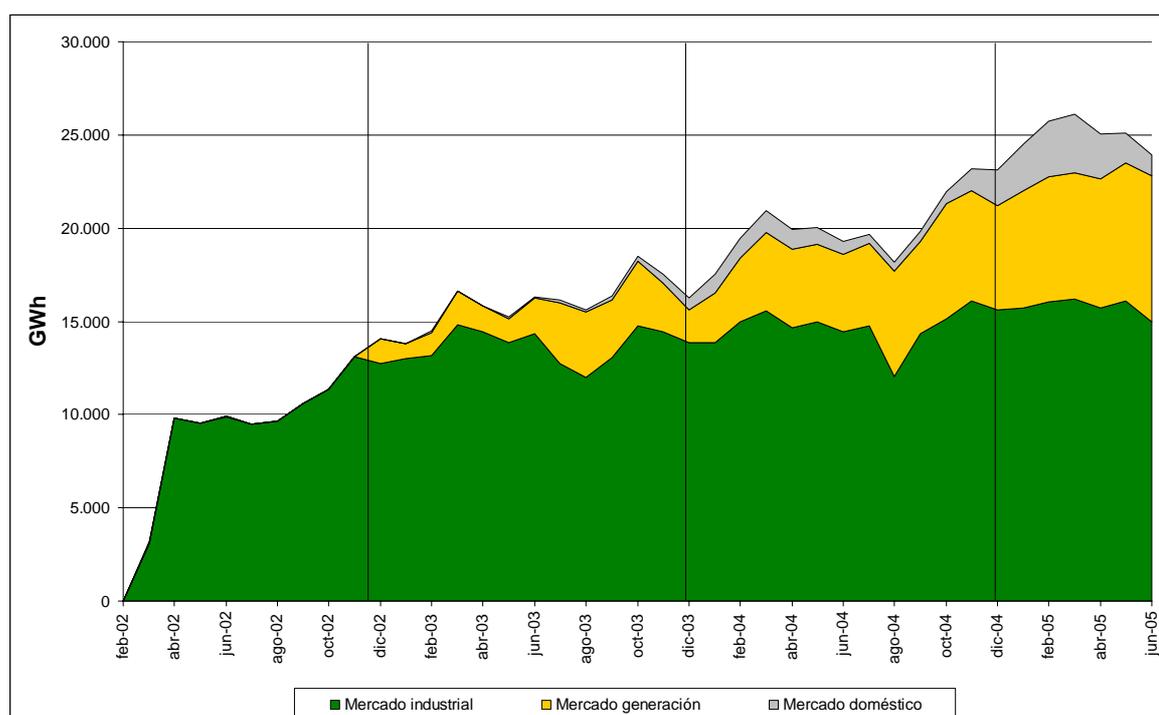
Todos los consumidores de GAS NATURAL pueden elegir suministrarse a través de un comercializador a un precio y en unas condiciones negociadas. Sin embargo, como se ha explicado en el apartado 7.1.1, en el ámbito del mercado liberalizado de comercialización se pueden distinguir tres sub-mercados con características de consumo muy distintas: los domésticos-comerciales del grupo tarifario III, los industriales de los grupos II y I los generadores eléctricos.

Desde que en el año 2000, en el que los primeros comercializadores empezaron a suministrar gas en el mercado liberalizado al segmento industrial, la demanda de este

segmento en el mercado libre no ha hecho más que crecer, hasta noviembre de 2004. En ese momento se observa una ralentización del crecimiento de la demanda en ese mercado, que desde la primavera de 2005 incluye la pérdida de cuota porcentual, lo que parece indicar que hay un estancamiento del paso de clientes del mercado regulado al liberalizado e incluso una vuelta al mercado a tarifa que podría ser debido a una retirada de oferta del mercado o a que dichas ofertas han dejado de ser interesantes para los clientes. El valor comercializado en junio de 2005 es prácticamente idéntico al de junio de 2004.

En el segmento de generación eléctrica, la demanda ha ido creciendo de forma continua desde el 2002, según han ido entrando en funcionamiento las centrales de ciclo combinado previstas. En el segmento doméstico la demanda atendida desde el mercado liberalizado ha crecido constantemente desde finales del año 2003. Se observan variaciones sustanciales de energía suministrada entre los meses de invierno y verano, debido a la estacionalidad de la demanda.

Cuadro 64 Evolución de la demanda suministrada en el mercado liberalizado por tipo de consumo



Fuente: CNE

8.1.1.4.3 La oferta

En la actualidad en el registro de empresas comercializadora de gas natural del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio figuran veinticuatro empresas con autorización definitiva para comercializar gas. De acuerdo con la información disponible, del año 2004, catorce de ellas, correspondientes a once grupos empresariales distintos, están activas en el mercado español en la actualidad.

De los once grupos empresariales que están operativos, cinco corresponden a *utilities* españolas, empresas energéticas verticalmente integradas con activos de generación eléctrica (ENDESA, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA, HIDROCANTÁBRICO-NATURCORP Y GAS NATURAL), de las cuales dos están participadas por empresas energéticas europeas (UNION FENOSA-ENI e HIDROCANTÁBRICO-EDP). Entre estos grupos es importante destacar los que están presentes tanto en comercialización como en distribución de gas, es decir GAS NATURAL, ENDESA, HIDROCANTÁBRICO-NATURCORP y UNIÓN FENOSA.

Existen otras tres empresas pertenecientes a grupos empresariales con activos en *upstream* de gas y petróleo, dos extranjeras (BP y SHELL) y una española participada por una multinacional extranjera (CEPSA-TOTAL). También opera en nuestro mercado una empresa europea de capital público, GAZ DE FRANCE, una pequeña empresa española que se aprovisiona a través de otras comercializadoras, INCOGAS, y una empresa titular de un ciclo combinado, BBE, que se ha convertido en comercializadora para vender los excedentes de gas, no utilizados en el mercado de generación.

Las empresas petroleras y GAZ DE FRANCE están especialmente activas en el mercado industrial y de generación y las empresas españolas verticalmente integradas son las únicas activas en todos los segmentos del mercado.

Cuadro 65 Caracterización de las empresas comercializadoras con autorización para operar en España

Empresas comercializadoras autorizadas	Integración en un grupo empresarial con distribución de gas	Empresas activas en el año 2004	Empresas activas en los grupos 1 y 2 de peaje	Empresas activas en el grupo 3 de peaje	Empresas activas en el suministro a generadores eléctricos
GAS NATURAL Comercializadora, S.A	X	X	X	X	X
IBERDROLA, S.A.		X	X	X	X
BP Gas España, S.A.		X	X		
Union FENOSA Gas Comercializadora, S.A	X	X	X	X	X
ENDESA Energía, S.A. (Sociedad Unip.)	X	X	X	X	
Cepsa Gas Comercializadora, S.A.		X	X		
Naturgas Comercializadora, S.A	X	X	X	X	
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.		X	X		X
GAS NATURAL Servicios SDG, S.A.	X	X		X	
SHELL España, S.A.		X	X		X
Gaz de France Comercializadora, S.A.		X	X		X
Hidrocantabrico Energía, S.A. (Soc. Unip.)	X	X	X	X	
Unión Fenosa Comercial, S.L.	X	X		X	
Ingeniería y Comercialización del Gas, S.A.		X		X	
Carboex, S.A. (Sociedad Unipersonal)					
Comercializadora de Gas Extremadura	X	(1)			
Electrabel España, S.A. (Sociedad Unip.)					
Eni España Comercializadora de Gas, S.A.					
Investigación Criogénica y Gas, S.A.					
Liquid Natural Gaz, S.L.					
Nexus Energía, S.A.		(1)			
Regasificación y Equipos S.A.					
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.					
RWE Trading GmbH, Sucursal en España					

(1) Estas empresas están activas en el mercado liberalizado en el año 2005 con una pequeña cuota de mercado.

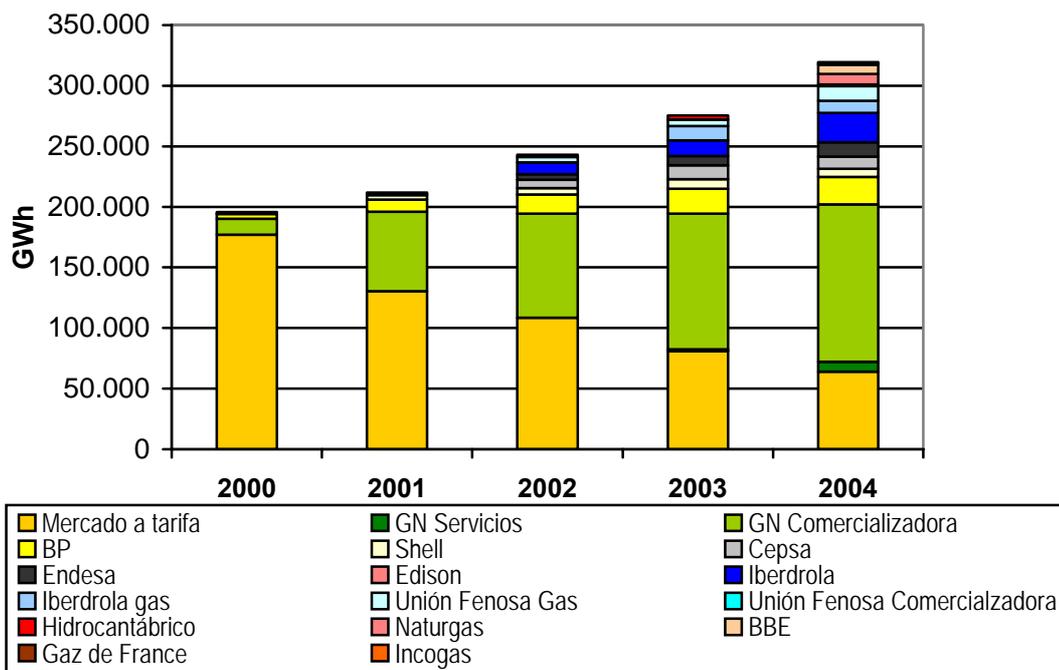
Fuente: CNE

En el Cuadro 66 se muestra la evolución del mercado total de gas natural desde el inicio efectivo de la liberalización, en el año 2000, distinguiendo entre mercado regulado y liberalizado y, dentro de este último, diferenciando las cuotas de cada empresa comercializadora. Se observa que, teniendo en cuenta tanto el mercado a tarifa, cuyos aprovisionamientos vienen siendo llevados a cabo, de forma casi exclusiva, por la

compañía transportista ENAGAS, que a su vez es abastecida de gas por el grupo GAS NATURAL, como los suministros en el mercado liberalizado de las comercializadoras pertenecientes al grupo GAS NATURAL, el volumen de gas considerado ha seguido una tendencia ligeramente creciente, situándose en 2004 por encima de los 200.000 GWh. Esto es, el grupo GAS NATURAL ha perdido cuota de mercado sobre los suministros, pero incluso ha aumentado las ventas en términos absolutos. De esto también se puede interpretar que la entrada de las nuevas compañías comercializadoras en el mercado gasista, diferentes al operador históricamente dominante, ha sido posible, no tanto por la pérdida de cuota de mercado de la empresa dominante, sino porque han suministrado el importante incremento de demanda, que se produce año tras año, en el sector gasista.

Por otro lado, cabe destacar la progresiva diversificación de comercializadoras que han entrado en el mercado liberalizado, con las siguientes peculiaridades. Si bien en una primera etapa de funcionamiento del mercado se observaba una participación muy activa de comercializadoras procedentes de los grandes grupos empresariales petrolíferos, como BP, CEPSA o SHELL, recientemente se aprecia un descenso o, en algunos casos, un estancamiento, de la cuota de participación de éstas en el mercado liberalizado. En contraste con esto, la cuota de los suministros procedentes de comercializadoras de grupos empresariales que vienen operando tradicionalmente en el sector eléctrico, como IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA, sigue una tendencia claramente creciente, que se ha acentuado de manera importante en el año 2004.

Cuadro 66 Evolución del mercado regulado y de las cuotas de mercado de las diferentes comercializadoras en el mercado liberalizado.



Como se ha explicado en el apartado 7.1.1, la elegibilidad de todos los consumidores a partir del 1 de enero de 2003 puede llevar a considerar como parte de un mismo mercado tanto el suministro a tarifa como el suministro a precios liberalizados.

Sobre esta base los Cuadro 67 y Cuadro 68 muestran las cuotas de mercado de los distintos grupos empresariales, tanto en cuotas de energía vendida, como en número de clientes. El grupo GAS NATURAL tiene una clara posición dominante en el mercado regulado, donde vende el 82% de la energía y suministra gas al 80% de los clientes. Los únicos otros actores en estos mercados son los grupos ENDESA y NATURCORP que son activos en distribución. La cuota en ventas de GAS NATURAL se reduce al 53% en el mercado liberalizado y al 59% en el mercado total. Sin embargo, es interesante notar como estas cuotas se mantienen elevadas en términos de número de clientes (88% y 82%), debido a que, como se describe más detalladamente a continuación, la mayoría de

los nuevos entrantes en comercialización son más activos en los segmentos del consumo industrial y para generación eléctrica.

Cuadro 67 Cuotas de mercado sobre ventas de energía en los mercados liberalizados, regulado y total en 2004

Grupos empresariales	CUOTAS EN VENTAS DE ENERGÍA (MWh)		
	Liberalizado	Regulado	Total Nacional
Gas Natural	53%	82%	59%
Iberdrola	14%	0%	11%
BP	9%	0%	7%
Naturcorp	4%	11%	5%
Endesa	5%	6%	5%
Unión Fenosa	5%	1%	4%
Cepsa	4%	0%	3%
BBE	3%	0%	3%
Shell	3%	0%	2%
Gaz de France	1%	0%	0%
Incogas	0%	0%	0%
Gas y Servicios Mérida	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

Fuente: CNE

Cuadro 68 Cuotas de mercado sobre número de clientes por grupos empresariales en los mercados liberalizado, regulado y total en 2004

Grupos empresariales	CUOTAS EN NÚMERO DE CLIENTES		
	Liberalizado	Regulado	Total Nacional
Gas Natural	88%	80%	82%
Naturcorp	0%	13%	10%
Endesa	5%	7%	6%
Unión Fenosa	3%	0%	1%
Iberdrola	3%	0%	1%
Gas y Servicios Mérida	0%	0%	0%
BP	0%	0%	0%
Shell	0%	0%	0%
Cepsa	0%	0%	0%
Incogas	0%	0%	0%
Gaz de France	0%	0%	0%
BBE	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

Fuente: CNE

Desde la perspectiva de la oferta, es importante resaltar una diferencia importante entre mercado regulado y el mercado libre. En el primero los distribuidores tienen una obligación legal de abastecer la demanda a tarifas reguladas en su área de distribución, tarifas que difieren por categorías pre-establecidas de consumidores. Al contrario, los comercializadores elaboran sus ofertas de precio y cantidad según una estrategia empresarial de captación de clientes y teniendo en cuenta la respuesta de sus competidores. Por tanto, las cuotas de mercado de comercializadores y distribuidores tienen significados diferentes y no son directamente comparables. Para un distribuidor la cuota es una variable en gran parte exógena, e indica cierto grado de permanencia de los consumidores en el sistema regulado. Para un comercializador, la cuota resulta, entre otros factores, de su propia estrategia competitiva y de la interacción con otros comercializadores. En cualquier caso, aún cuando la retribución de los distribuidores les proporcionara algún incentivo a la retención de clientes, este sería de difícil comparación con las estrategias de mercado de los comercializadores.

Estos argumentos inducen a realizar un análisis de concentración separado del mercado de suministro a precio libre, tomando en consideración los distintos segmentos de consumidores. En este mercado, de acuerdo con los datos relativos al año 2004, sólo

cuatro grupos de empresas tuvieron una cuota de mercado igual o superior al 5,0% de las ventas de gas en el mercado liberalizado, siendo éstos: GAS NATURAL (53,0%), IBERDROLA (14,0%), BP (8,6%) y UNIÓN FENOSA (5,0%). De forma conjunta, estos cuatro grupos empresariales representaron el 80,7% del mercado liberalizado. La cuota de ENDESA ocupó el quinto lugar, por volumen de ventas, alcanzando el 4,6% del mercado liberalizado.

Cuadro 69 Cuotas de mercado sobre ventas de energía (MWh) y número de clientes por grupos empresariales en el mercado liberalizado en 2004

Grupos empresariales	% / total ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial (sin cons. eléctrico)	% / ventas S. Eléctrico	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial	% / total clientes	% / clientes grupos 1 y 2 S. Industrial y Eléctrico	% / clientes grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	53,0%	52,4%	48,2%	86,4%	87,8%	73,0%	87,8%
Grupo IBERDROLA	14,0%	9,8%	29,1%	4%	3,3%	6,5%	3,3%
Grupo BP	8,6%	11,9%	0,0%	0%	0,0%	2,7%	0,0%
Grupo Unión FENOSA	5,0%	3,6%	9,8%	2,8%	3,3%	2,0%	3,3%
Grupo ENDESA	4,6%	6,0%	0,0%	5%	5,4%	6,0%	5,4%
Cepsa	4,0%	5,6%	0,0%	0,1%	0,0%	1,5%	0,0%
HC- Naturcorp	4,0%	5,4%	0,0%	1,7%	0,1%	6,4%	0,1%
BBE	3,4%	0,6%	12,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SHELL	2,8%	3,9%	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%	0,0%
Gaz de France	0,6%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
Incogas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%

Fuente: CNE

No obstante, realizando un análisis más detallado, segmentando el consumo por grupos tarifarios y diferentes tipologías de consumidores, si bien los sectores de grandes consumidores industriales y eléctricos (genéricamente incluidos en los grupos 1 y 2) mantienen una estructura de cuotas de mercado similar a la expuesta en el párrafo anterior, la situación varía para el caso del segmento doméstico–comercial (genéricamente incluido en el grupo 3). Concretamente, en este segmento el grupo con una mayor cuota de mercado liberalizado, GAS NATURAL, ostenta una cuota de ventas que supera ampliamente el 80% de dicho sector.

Desagregando el consumo registrado en los grupos 1 y 2, en consumos destinados a la generación eléctrica, por un lado, y en consumos del sector industrial por otro lado, se aprecia que el Grupo GAS NATURAL mantiene la mayor cuota en ambos sectores, en torno al 50%. En el sector industrial, cabe destacar las participaciones de BP (11,9%) y del grupo IBERDROLA (9,6%), ocupando la comercializadora del Grupo ENDESA la cuarta posición con el 6% de este sector. En el sector de generación eléctrica, además del Grupo GAS NATURAL, que suministró la mitad de las ventas que tuvieron lugar en 2004, participan también otros tres grupos empresariales: IBERDROLA (29,1%), la compañía BBE (12,9%) y UNIÓN FENOSA (9,8%).

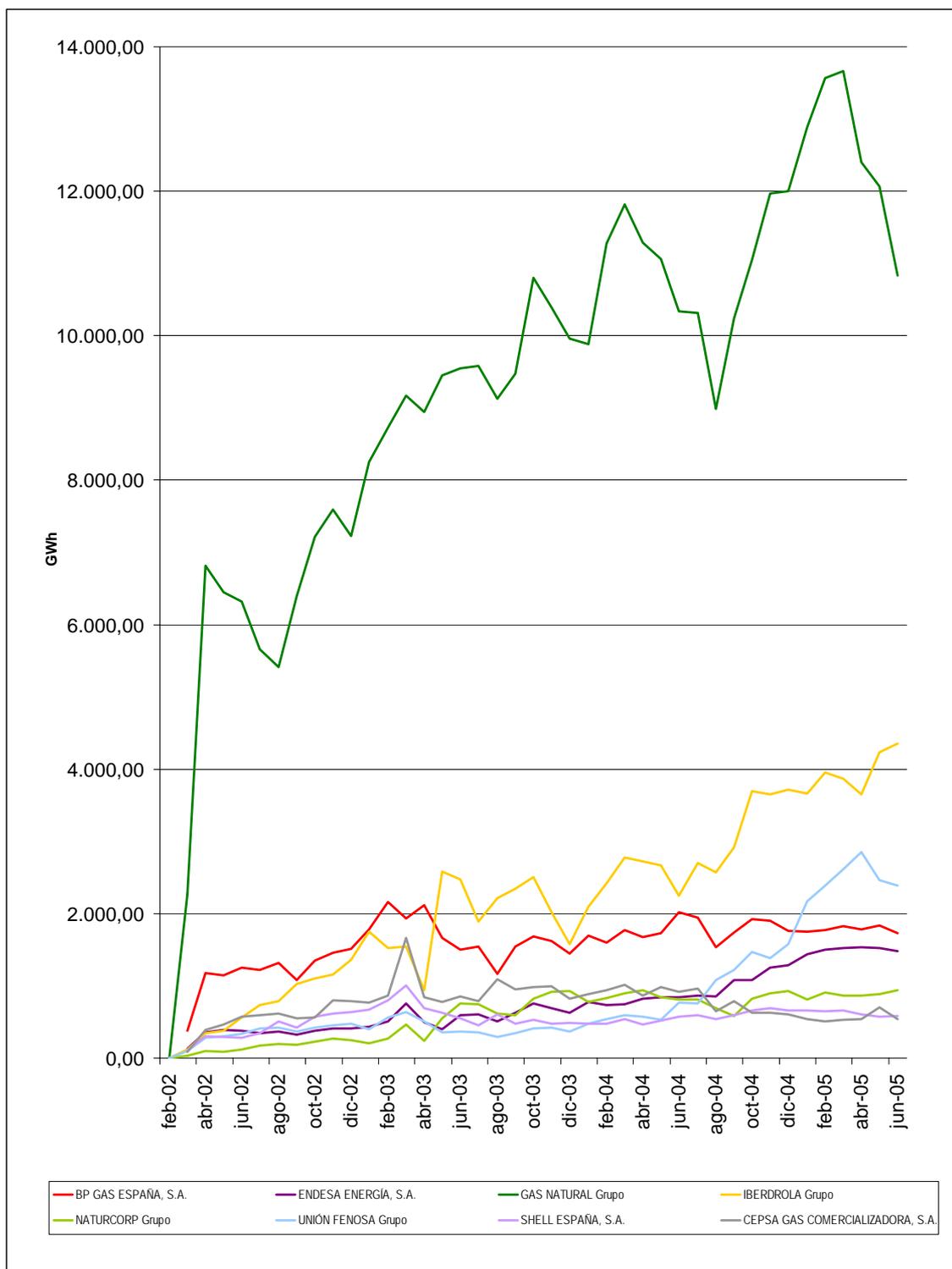
En cuanto al número de consumidores suministrados a través del mercado liberalizado, el grupo GAS NATURAL abastece al 87,8% de los clientes totales, cuota que se mantiene para el sector doméstico – comercial y, en el caso del sector industrial – eléctrico suministra el 73% de los consumidores en mercado. La segunda empresa por clientes suministrados es ENDESA con un 5,4%.

En lo que concierne la evolución de las cuotas de las empresas comercializadoras, destaca el hecho de que a lo largo de las distintas fases de la liberalización, la cuota en el mercado liberalizado de las comercializadoras del Grupo GAS NATURAL ha sido siempre muy superior a la de sus rivales y siempre por encima del 50%. En concreto durante los últimos meses, triplican el volumen de gas comercializado por el segundo comercializador, IBERDROLA. Su evolución ha seguido una tendencia creciente, salvo variaciones debidas, en gran medida, a la estacionalidad de los consumos, desde el inicio del suministro en este mercado.

Se observa también la participación progresiva de otros agentes que, en el caso de los grupos empresariales que tradicionalmente vienen desempeñando su actividad principal en el sector eléctrico, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA y ENDESA, han incrementado su actividad en el mercado liberalizado gasista de forma notable durante los últimos meses, situándose como segundo, tercer y quinto suministrador, respectivamente, a finales del primer semestre de 2005. La comercializadora del Grupo NATURCORP, si bien registra también una tendencia de ventas al alza, su crecimiento no es tan marcado como en los

casos anteriores. Por otro lado, las compañías comercializadoras pertenecientes a los grupos empresariales BP, SHELL y CEPSA, grupos que tradicionalmente vienen operando en las diferentes actividades del sector de los hidrocarburos líquidos, muestran una tendencia de estancamiento de sus ventas en el mercado liberalizado y, en alguno de los casos, de disminución de las mismas.

Cuadro 70 Evolución de las ventas de gas natural en el mercado liberalizado total de los principales comercializadores



Fuente: CNE

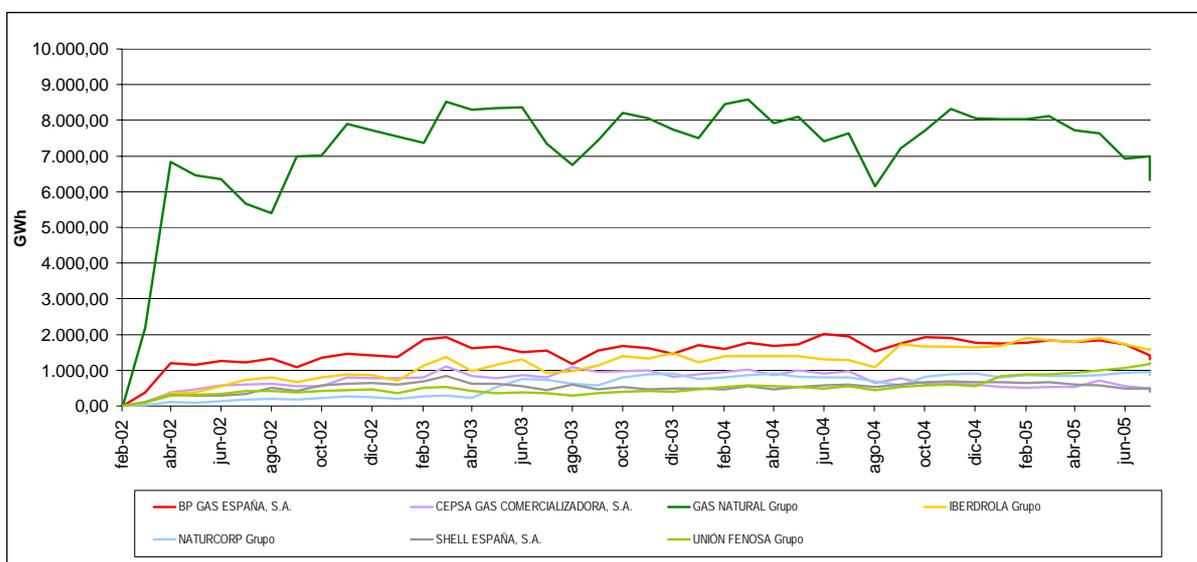
Por lo que se refiere al caso concreto de los clientes industriales, tras una rápida evolución inicial del volumen de gas suministrado a través del mercado liberalizado, se observa un estancamiento reciente de las ventas en el mismo. El volumen de gas suministrado por el primero de los grupos, GAS NATURAL, alcanza un valor muy por encima de los suministros realizados por el resto de comercializadoras, cuadruplicando las ventas de aquella que le sigue en segundo lugar, BP.

Las compañías que tradicionalmente vienen operando en el sector de hidrocarburos líquidos, BP, SHELL y CEPSA, hasta la fecha venían centrando su actividad de comercialización de GAS NATURAL en este sector industrial, con escasa o inexistente participación en el doméstico-comercial o en el eléctrico (salvo SHELL en este último caso, que ya ha iniciado el suministro a la central de ciclo combinado de BIZKAIA ENERGÍA en el País Vasco). No obstante, durante los últimos meses se observa una tendencia decreciente en las ventas de estas tres empresas en este segmento. En el caso concreto de SHELL parece haber mantenido el nivel de ventas, sustituyendo volumen de mercado en el segmento industrial por ventas en el segmento eléctrico. BP y sobre todo CEPSA han reducido el volumen de ventas y número de clientes suministrado.

En cambio, a diferencia de las recientes tendencias de decrecimiento de la participación en este sector registradas recientemente, algunos operadores presentan sendas de crecimiento apreciable, como es el caso de las compañías comercializadoras pertenecientes a los grupos empresariales eléctricos IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA. De hecho, en junio de 2005, el volumen de gas suministrado por IBERDROLA superó al suministrado por el operador que, hasta tal fecha, conservaba claramente la segunda posición en este sector, BP.

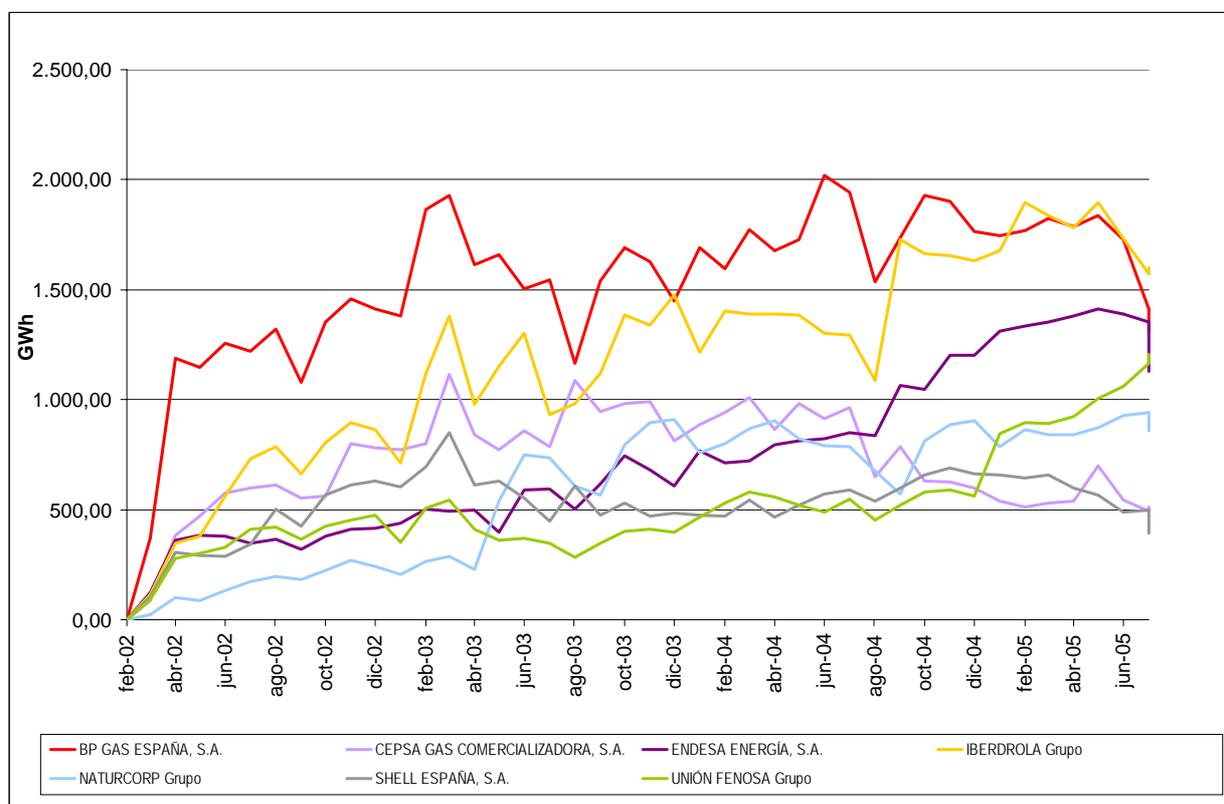
El grupo NATURCORP se viene manteniendo con unos valores de ventas más o menos constantes desde hace ya varios meses. Existen también otras compañías comercializadoras que también participan en este mercado, como INCOGAS, NEXUS ENERGÍA, etc. pero cuya participación en este sector es muy reducida y, por lo tanto, no se representan en las figuras.

Cuadro 71 Evolución de las ventas de gas natural en el segmento industrial de los principales comercializadores (sin los consumos para la generación eléctrica)



Fuente: CNE

Cuadro 72 Evolución de las ventas de gas natural en el segmento industrial de los principales comercializadores excluyendo GAS NATURAL (sin los consumos para la generación eléctrica)

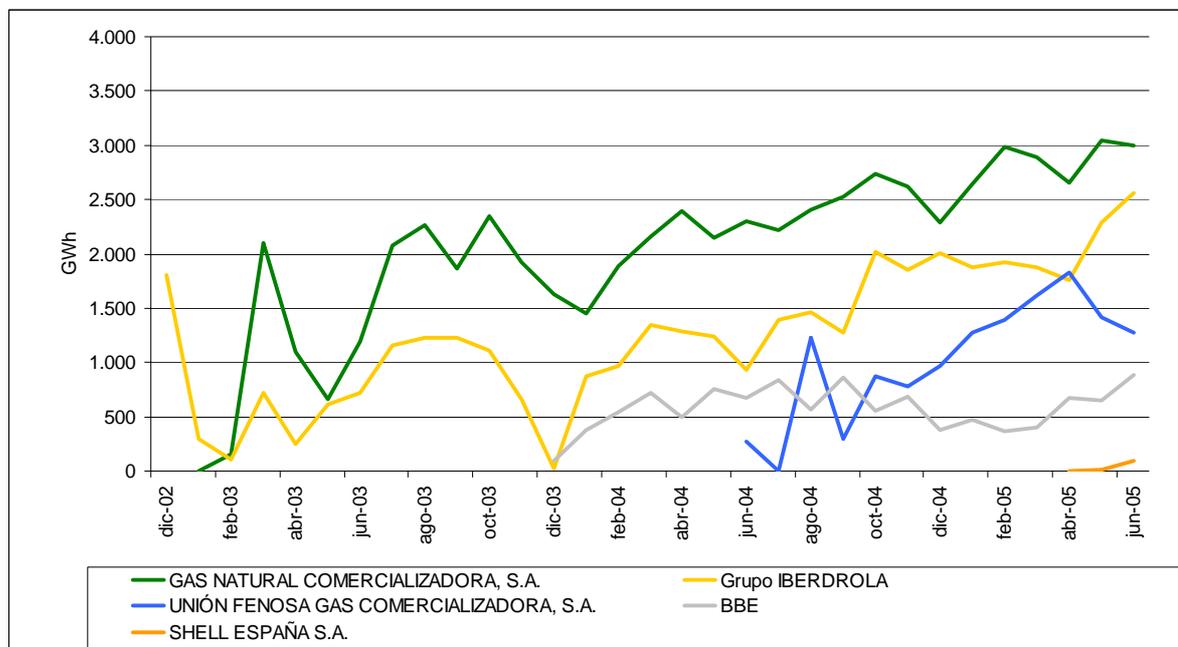


Fuente: CNE

En el segmento de la generación eléctrica, hasta la fecha, han operado cinco empresas comercializadoras, incluidas en los grupos GAS NATURAL, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA, BAHÍA DE BIZKAIA y, recientemente, SHELL. De nuevo GAS NATURAL se configura como el suministrador principal del sector, aunque, en este caso, seguido de cerca por otros competidores.

GAS NATURAL COMERCIALIZADORA suministra gas a los grupos de ciclo combinado de los que él es promotor, situados en Besós y San Roque y dos en Arrúbal, así como a los ciclos de ENDESA en Besós, San Roque y Tarragona, y al de HIDROCANTÁBRICO en Castejón. El grupo IBERDROLA suministra gas a todos los grupos, actualmente en funcionamiento, de los que él es promotor, situados en Castellón, Castejón, Tarragona, Arcos de la Frontera y Santurce. El grupo UNIÓN FENOSA suministra a los ciclos en su propiedad, así como también a aquellos en los que participa, como NUEVA GENERADORA DEL SUR, situados en Palos de la Frontera y en San Roque. BBE suministra a su ciclo combinado, de 800 MW, situado en el Puerto de Bilbao y, finalmente, la comercializadora SHELL suministra al ciclo de BIZKAIA ENERGÍA situado también en Bilbao y que cuenta con 800 MW de potencia instalada.

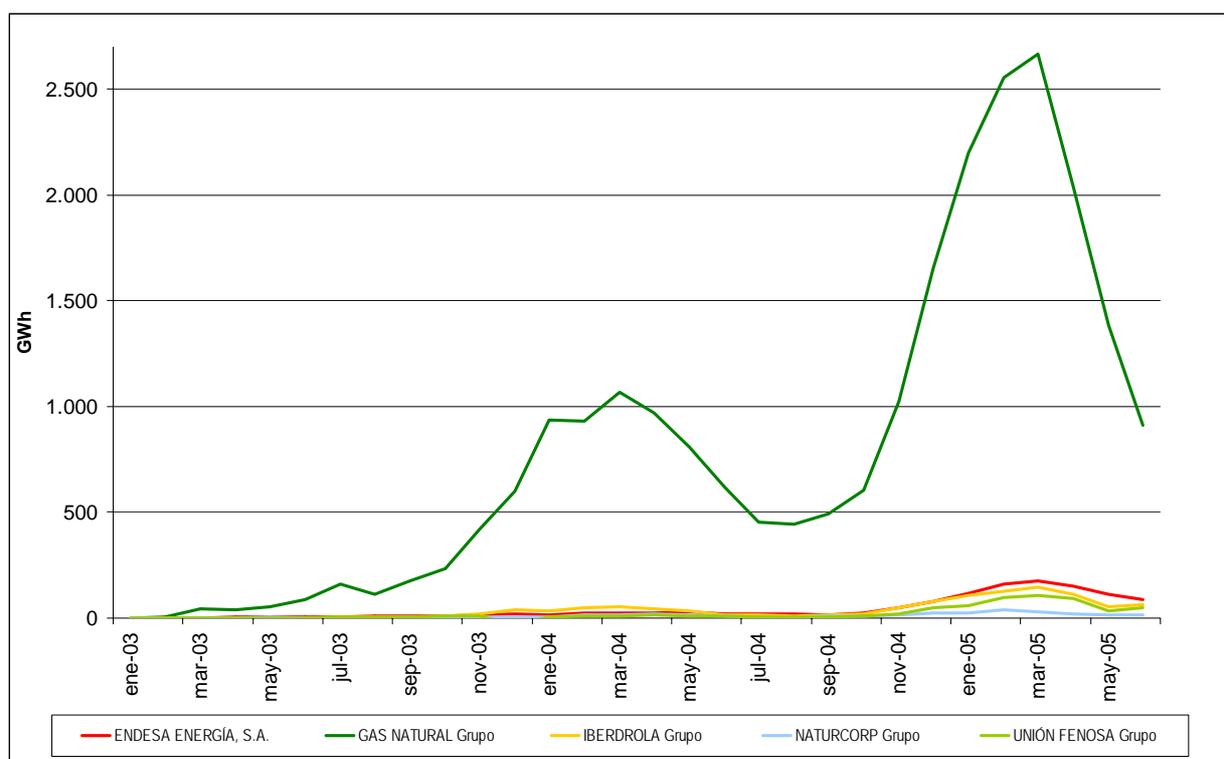
Cuadro 73 Evolución de las ventas de gas natural de los comercializadores en el mercado de la generación eléctrica



Fuente: CNE

Hasta la fecha, el suministro del sector doméstico-comercial liberalizado está claramente dominado por el Grupo GAS NATURAL, que cuenta con un volumen de ventas muy superior al registrado por el resto de las comercializadoras. No obstante, se observa que algunas de ellas también han iniciado su actividad de captación de consumidores en este sector, siendo los principales agentes las comercializadoras de los grupos empresariales eléctricos, ENDESA, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, y a cierta distancia, el grupo NATURCORP.

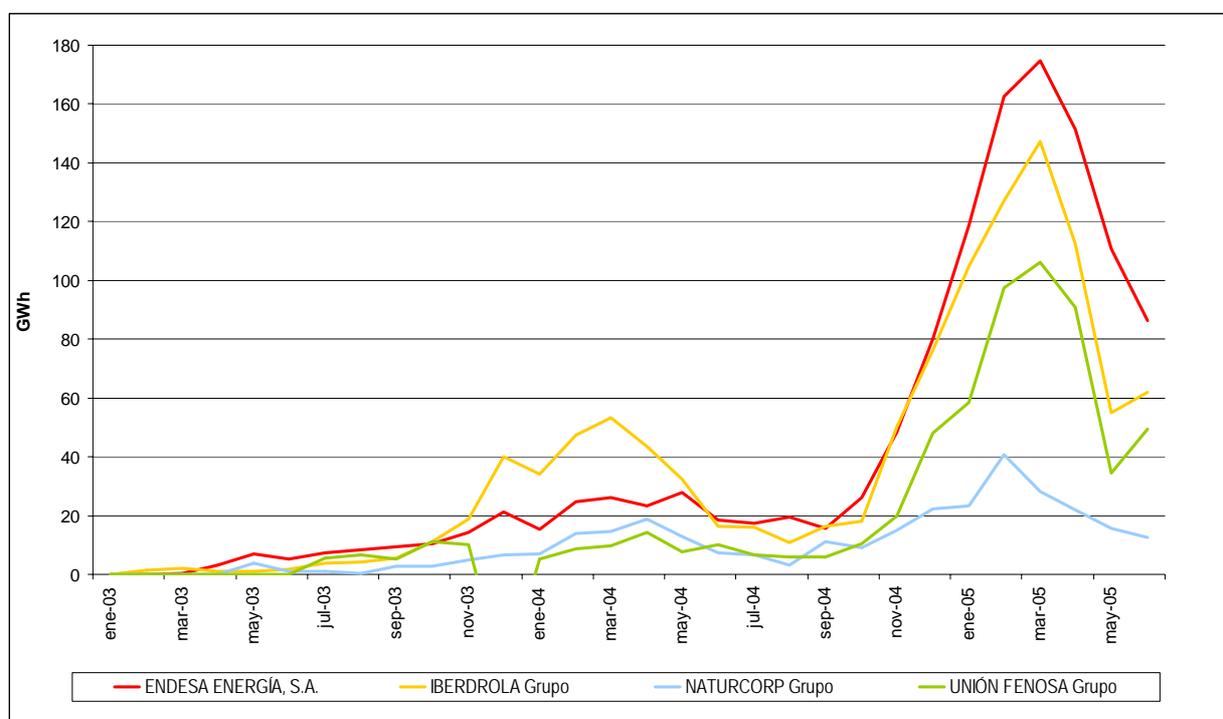
Cuadro 74 Evolución de las ventas de gas natural en el mercado liberalizado para el segmento doméstico-comercial de los principales comercializadores



Fuente: CNE

Es destacable que las dos primeras comercializadoras por cuota de ventas en este segmento, y por número de clientes, pertenecen a dos grupos empresariales que tienen activos de distribución gasista, mientras que de las otras tres, dos tienen activos únicamente de distribución eléctrica (UNIÓN FENOSA participa en GAS DIRECTO, pero la cuota de mercado de esta empresa es muy pequeña) y NATURCORP, como ENDESA, pertenecen a grupos con distribución eléctrica y de gas, aunque en el primer caso muy concentrada a nivel regional.

Cuadro 75 Evolución de las ventas de GAS NATURAL en el mercado liberalizado para el segmento doméstico-comercial de los principales comercializadores, excluyendo GAS NATURAL



Fuente: CNE

8.1.1.4.4 Comparación con otros países europeos

Es útil comparar la experiencia del desarrollo del mercado minorista en España con respecto a la de otros países europeos. El informe de la Comisión Europea sobre la implementación del mercado interior de gas y electricidad, publicado en Enero de 2005, concluye que existen mercados nacionales muy concentrados y que esto, junto con determinadas barreras regulatorias innecesarias, constituye un obstáculo para el desarrollo de la competencia en el mercado libre.

El mercado mayorista de gas natural en Europa todavía está muy concentrado, existiendo en la mayor parte de los países una empresa responsable de la mayor parte del suministro mayorista del país. En el caso de la comercialización minorista, este hecho es menos acusado, concurriendo un número, en ocasiones, considerable de comercializadores. Sin embargo muchos de estos comercializadores operan solo en regiones en las que su grupo empresarial tiene redes de distribución. Lo normal es que el

número de grandes comercializadores sea inferior a cinco y que los tres primeros comercializadores por cuota de ventas a clientes finales superen el 80% del mercado.

El grado de liberalización del mercado de cada país viene influenciado, evidentemente por muchos factores, entre los más importantes están la regulación, que incluye el calendario de apertura, y la estructura empresarial del sector gasista. Es fundamental la existencia de condiciones que garanticen el acceso a las instalaciones del sistema, un sistema económico transparente y no discriminatorio y reglas operativas que permitan a los comercializadores ciertas flexibilidades, como pueden ser las reglas de balance.

Parece existir una cierta correlación entre el avance de la liberalización en un país y la estructura del sector, en concreto entre el grado de concentración del mercado mayorista, el número de comercializadoras que operan en un país con una cuota de mercado relevante (5%) y el número de comercializadoras independientes (no ligadas a un grupo empresarial con negocio de redes). Por ejemplo la mayor compañía aprovisionadora de gas en el Reino Unido sólo tiene el 25% del negocio mayorista, existen 5 comercializadoras mayoristas y 6 comercializadoras minoristas con más de un 5% de sus respectivos mercados y todas son independientes de la distribución. Es el país donde existe más número de actores en competencia, con participaciones significativas, tanto en el mercado mayorista como en el minorista, y donde es mayor el grado de cambio de suministrador en todos los segmentos. No hay que olvidar también que es el único país donde toda la red de distribución, tanto eléctrica como de gas tiene separación de propiedad con la comercialización.

Irlanda se encontraría en un caso similar, varios actores significativos en ambos mercados, mayorista y minorista y competencia en el segmento industrial. El doméstico no estaba liberalizado. También en Italia es significativo que existían 5 actores importantes en el suministro minorista y que los tres primeros solo tenían el 63% de la cuota de mercado. Esto podría explicar el avance acompasado de la liberalización en todos los segmentos.

Cuadro 76 Estructura de mercado de importación y producción

	% of gas from domestic production	% of gas from imports (no. of sources)	No. of companies with at least 5% share of available gas ⁵⁴	% of available gas controlled by largest company	Gas release programme	Existence of NBP type trading
Austria	23%	77% (3)	1	>90%	yes	limited
Belgium	0%	100% (3)	1	92%	no	significant
Denmark	93%	7% (1)	1	80-85%	yes	planned
France	3%	97% (6)	1	91%	planned	no
Germany	18%	82% (4)	12	50%	in progress	no
Ireland	16%	84% (1)	5	40%	no	no
Italy	18%	82% (4)	3	68%	in progress	limited
Luxembourg	0%	100% (3)		not meaningful		
Netherlands	88%	12% (2)	1	60%	no	limited
Spain	1%	99% (11)	4	40%	completed	limited
Sweden	0%	100% (1)	1	97%	no	no
UK	92%	8%	5	25%	completed	significant
Estonia	0%	100% (1)	3	50%	no	no
Latvia	0%	100% (1)	1	100%	no	no
Lithuania	0%	100% (1)	2	59%	no	no
Poland	33%	67% (4)	1	98%	no	no
Czech R.	1%	99% (2)	1	99%	no	no
Slovakia	2%	98% (1)	1	100%	no	no
Hungary	15%	85% (4)	1	100%	no	no
Slovenia	1%	99% (3)	1	100%	no	no
Candidate Countries						
Romania	70%	30% (1)	4	87%	yes	limited
Bulgaria	1%	99% (1)	1	100%	yes	no
Turkey	3%	97% (4)	1	97%	yes	no
Croatia						no

source: Regulators' survey responses

Fuente: "Report of the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market". Commission of the European Communities (05/01/05)

En el otro extremo se situarían países como Francia o Austria, con escasas ventas en mercado liberalizado, en el que una empresa tiene el suministro mayorista de más del 90% de la demanda, y en la que sólo 2 y 3 empresas, respectivamente, superan el 5% del suministro minorista, siendo la cuota de los tres primeros suministradores minoristas superior también al 90%.

Alemania parece un caso particular dado que con un número importante de empresas, tanto en el aprovisionamiento mayorista, como en el suministro minorista, y muy poca concentración en los dos segmentos, tiene un porcentaje de liberalización muy limitado. Parece que la razón puede estar en un sistema de acceso y económico complicado y poco transparente.

Un caso curioso puede ser Bélgica donde existe concentración en el mercado mayorista, con una empresa suministrando más del 90%, sólo tres comercializadores con una cuota superior al 5% en el minorista, que en total tienen el 95% del mercado y en cambio un porcentaje de mercado liberalizado importante en el segmento industrial.

Cuadro 77 Comercializadores en mercado liberalizado

	Number of active licensed suppliers	Suppliers independent of DSO	No. of suppliers with > 5% share	Top 3 suppliers' share ⁵⁶	Share of foreign owned suppliers
Austria	29	6	3	90%	n.k.
Belgium	16	16 ⁵⁷	3	95%	5%
Denmark	8	4	4	65%	4%
France	11	10	2	91%	3%
Germany	760	n.k.	0	10%	n.k.
Ireland	10	9	4	88%	23%
Italy	410	338	5	63%	n.k.
Luxembourg	6	1	1	n.k.	n.k.
Netherlands	27	7	3	87% ⁵⁸	31%
Spain	21	6	4	80%	19%
Sweden	7	0	5	79%	60%
UK	112	112	6	82%	27%
Estonia	2	0	1	100%	0%
Latvia	1	0	1	100%	0%
Lithuania	13	9	4	99%	0%
Poland	77	3	6	65%	<5%
Czech R.	133	3	7	59%	n.k.
Slovakia	1	0	1	100%	49%
Hungary	19	11	7	62%	69%
Slovenia	41	22	4	86%	0%
Candidate Countries					
Romania	24	3	5	75%	0%
Bulgaria	30	0	6	42%	0%
Turkey	1	1	1	100%	0%
Croatia				no information available	

Source: Regulators' survey responses

Fuente: "Report of the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market". Commission of the European Communities (05/01/05)

En el caso español, en el que el mayor proveedor suministra casi el 70%⁶³ del mercado mayorista, existen 4 proveedores que en el mercado minorista tienen una cuota superior al 5% y que entre los tres primeros tienen el 80% del mercado liberalizado, el grado de liberalización ha sido importante en el segmento industrial, debido fundamentalmente a la existencia de un cierto número de comercializadores con posibilidades de competir y a una regulación que sobre todo clarificaba el sistema de solicitudes de acceso y el régimen económico. En relación con el segmento doméstico, en el año 2003, primero de la apertura de este mercado a la competencia, el grado de penetración aquí fue muy bajo y el número de comercializadores que operaban en él poco importante.

El informe de la Comisión Europea no proporciona información acerca de la fidelización de clientes dentro del mercado liberalizado. Lo que sí parece ser un problema común, en todos los países europeos, incluyendo España, es la no existencia de referencias de precio en el mercado minorista, que permitan a los clientes comparar las ofertas comerciales. Si bien en los mercados mayoristas las referencias empiezan a ser los *hubs* que ya existen en algunos países, en los mercados minoristas la queja generalizada de los clientes es que no existe ningún tipo de transparencia y que es imposible comparar las ofertas comerciales. Esto es así, de forma más clara, en el mercado doméstico. Parece que algunas empresas europeas han empezado a publicitar en sus páginas *web* sus ofertas para dar mayor transparencia a su gestión comercial.

8.1.1.4.5 Análisis de la operación

En este apartado se realiza una comparación de la situación de la actividad de comercialización, antes de la operación planteada por GAS NATURAL y después de la operación. Considerando el mercado de suministro total, que incluye el suministro a tarifa y a precio libre, se observa que el grupo resultante de la operación obtendría una cuota de

⁶³ En el informe de la Comisión Europea referido, España aparece en este apartado con una cuota del 40% que se debe a que de los aprovisionamientos del grupo GAS NATURAL para el mercado español, se consideró solo el aprovisionamiento para mercado liberalizado propio, sin incluir el porcentaje correspondiente a suministro a ENAGAS para ventas a mercado regulado, que en el año 2003 era casi del 30%, y otro 10% de ventas a otras comercializadoras. Este valor, por lo tanto, sería del orden del 80%, si se hubiesen calculado todos los segmentos del mercado aprovisionados.

casi el 64% en término de energía suministrada y del 87% en términos de número de clientes.

Cuadro 78 Cuotas de mercado sobre ventas de energía en los mercados liberalizado, regulado y total en 2004

Grupos empresariales	CUOTAS EN VENTAS DE ENERGÍA (MWh)		
	Liberalizado	Regulado	Total Nacional
Gas Natural	53,0%	81,7%	58,9%
Endesa	4,6%	6,4%	5,0%
Gas Natural - Endesa	57,6%	88,1%	63,8%

Fuente: CNE

Cuadro 79 Cuotas de mercado sobre número de clientes por grupos empresariales en los mercados liberalizado, regulado y total en 2004

Grupos empresariales	CUOTAS EN NÚMERO DE CLIENTES		
	Liberalizado	Regulado	Total Nacional
Gas Natural	87,8%	80,4%	82,0%
Endesa	5,4%	6,6%	6,3%
Gas Natural - Endesa	93,2%	87,0%	88,3%

Fuente: CNE

El impacto de la operación sobre el mercado liberalizado, en sus distintos segmentos de demanda se analiza de forma más detallada en el Cuadro 80.

Cuadro 80 Cuotas de mercado de GAS NATURAL y ENDESA antes y después de la operación

Grupos empresariales	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial (sin cons. eléctrico)	% / ventas S. Eléctrico	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial	% / clientes	% / clientes grupos 1 y 2 S. Industrial y Eléctrico	% / clientes grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	53,0%	52,4%	48,2%	86,4%	87,8%	73,0%	87,8%
Grupo ENDESA	4,6%	6,0%	0,0%	5%	5,4%	6,0%	5,4%
TOTAL Grupo GN-END	57,6%	58,4%	48,2%	91,4%	93,2%	79%	93,2%

Fuente: CNE

En un primer análisis sobre el mercado nacional, con datos del año 2004, el grupo GAS NATURAL tenía el 53% de la cuota de ventas de energía en el mercado liberalizado y el

87,8% de los clientes. El grupo ENDESA tenía el 4,6% de las ventas y el 5,4% de los clientes. Por lo tanto, el grupo consolidado, sin desinversiones, alcanzaría una cuota de ventas en el mercado liberalizado del 57,6% y suministraría al 93,2% de los clientes.

Estos valores tan desiguales entre cuota de ventas y porcentaje de clientes suministrados se deben esencialmente a la preponderancia del Grupo GAS NATURAL en el segmento doméstico, donde atesora el 86,4% de las ventas. Si a éstas sumase las de ENDESA, en este segmento de mercado, tras la operación el grupo tendría una cuota de ventas de 91,4%.

El análisis de concentración regional, indica, de acuerdo con la información resumida en el Cuadro 81, que el grupo GAS NATURAL está presente en todas las Comunidades Autónomas con una participación en las ventas totales de energía importante en todas ellas. De las quince Comunidades Autónomas donde existe mercado liberalizado de gas natural, en cinco el grupo tiene un porcentaje de ventas superior al 70%, en ocho Comunidades tiene entre un 40% y un 70% y sólo en dos está entre el 15% y e 25%. Si se tienen en cuenta las ventas en el mercado doméstico, y por tanto el número de consumidores atendidos, en seis Comunidades Autónomas, el porcentaje es superior al 90%, en otras cinco, está entre el 80% y el 90% y sólo en tres Comunidades Autónomas está por debajo del 10%

Cuadro 81 Cuotas de ventas (MWh) de GAS NATURAL y ENDESA y del grupo resultante de la operación en cada Comunidad Autónoma

Comunidades Autónomas	% / ventas Totales GN	% / ventas Totales END	% ventas TOTAL	% ventas Doméstico GN	% ventas Doméstico END	% ventas Doméstico TOTAL
Andalucía	48,2%	5,2%	53,4%	86,8%	12%	98,8%
Aragón	51,4%	18,9%	70,3%	6,7%	48,3%	55,0%
Asturias	23,8%	15,9%	39,7%	7,3%	2%	9,3%
Cantabria	70,8%	0%	70,8%	98,9%	0%	98,9%
Castilla La Mancha	69,0%	0,4%	69,4%	98,1%	0,2%	98,3%
Castilla León	54,4%	1,7%	56,1%	93,8%	0,2%	94,0%
Cataluña	72,9%	6,8%	79,7%	88,1%	10,2%	98,3%
C. Valenciana	39,4%	3,4%	42,8%	94,4%	1,2%	95,6%
Extremadura	91,4%	8,3%	99,7%	46,8%	0%	46,8%
Galicia	54,5%	6,5%	61,0%	87,8%	10,1%	97,9%

La Rioja	90,4%	0,6%	91,0%	96,1%	0,6%	96,7%
Madrid	62,8%	1,7%	64,5%	85,5%	2,5%	88,0%
Murcia	70,4%	1,3%	71,7%	89,7%	0,6%	90,4%
Navarra	51,8%	1,3%	53,1%	90,8%	0,2%	91,0%
País Vasco	17,1%	0,7%	17,8%	6,7%	5,2%	11,9%

Fuente: CNE

Desde el punto de vista de la cuota de ventas total, la agrupación de la cartera comercial de GAS NATURAL y ENDESA, tendría sobre todo importancia en Aragón, donde se pasaría de una cuota de mercado de poco más del 50% al 70%, y en Asturias, donde se pasaría de un 24% al 40%. El nuevo grupo se convertiría en el principal comercializador en estas Comunidades Autónomas. En el resto de las Comunidades Autónomas, salvo en el País Vasco, el nuevo grupo mantendría unas cuotas de mercado muy importantes y la suma de ENDESA reforzaría su posición de dominio, aunque porcentualmente el incremento del valor no sería llamativo.

En cuanto al segmento doméstico, lo más destacable sería pasar de tener 12 de las 15 Comunidades con un comercializador mayoritario, prácticamente copando todo el mercado, a tener 13 en las cuales GAS NATURAL sería mayoría con una cuota de mercado en el segmento doméstico, en 10, superior al 90%. El caso de mayor concentración es el de Aragón, donde la empresa aumentaría su cuota desde el 6,7% hasta el 55%, aunque también es llamativo el de Andalucía donde pasaría a tener, con la participación de ENDESA, el 98,8% del mercado doméstico liberalizado.

Por lo tanto, a nivel de Comunidades Autónomas se refuerza en general una situación de elevada concentración, con un único actor mayoritario a mucha distancia de los demás. Este efecto puede resultar especialmente negativo en Aragón, donde se pierde una empresa competitiva que tenía prácticamente el 50% del mercado y actuaba en competencia con GAS NATURAL y en Andalucía donde, aunque ENDESA tenía mucha menor cuota, en la práctica era la única empresa que competía por este segmento del mercado.

Si se observa el número de comercializadores con una cuota de mercado liberalizado superior al 5%⁶⁴ en cada Comunidad Autónoma (Cuadro 82), en aquellas en las que ENDESA aparece actualmente con más de un 5%, después de la operación habría un actor menos. Teniendo en cuenta la cuota sobre ventas totales en mercado liberalizado, la situación empeora de forma grave en Galicia, Cataluña y Andalucía, sobre todo, donde quedarían únicamente 2 comercializadoras con una cuota superior al 5% en las dos primeras Comunidades y una única comercializadora en Extremadura.

Cuadro 82 Número de comercializadoras en cada región con un porcentaje de cuota de mercado liberalizado total, superior al 5%, antes y después de la operación

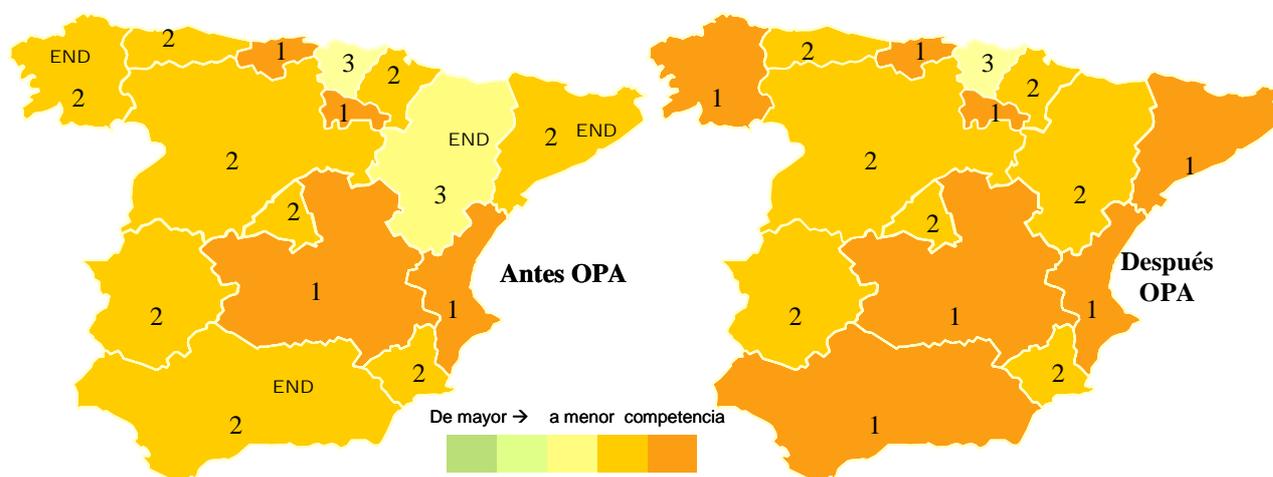


Fuente: CNE

Si se realiza esta misma comparación en el segmento doméstico del mercado liberalizado (cuadro 83) la situación es peor, dado que originalmente el número de empresas comercializadoras operando en ese mercado (como máximo tres) es inferior al del segmento industrial. Así la situación empeora de forma notable sobre todo en Galicia, Andalucía y Cataluña donde sólo quedaría un comercializador con cuota de mercado superior al 5% y también en Aragón donde quedarían dos.

⁶⁴ Se toma esta referencia del 5% de la cuota del mercado sobre ventas, porque otra cuota superior (20%), GAS NATURAL aparecería como único actor en casi todas las Comunidades Autónomas, salvo en Asturias y País Vasco, zonas de distribución gasista de NATURCORP y de distribución eléctrica, en el último caso, de IBERDROLA.

Cuadro 83 Número de comercializadoras en cada región con un porcentaje de cuota de mercado liberalizado doméstico, superior al 5%, antes y después de la operación



Fuente: CNE

8.1.1.5 Barreras a la entrada en el sector del gas natural

El análisis anterior indica que, como resultado de la operación propuesta, el grado de concentración en los mercados de aprovisionamiento y comercialización aumentaría y además desaparecería ENDESA como uno de los competidores más activos en ambos mercados. Esta situación refuerza la posición dominante actual del grupo GAS NATURAL.

En este apartado se analiza la posibilidad de que este mayor potencial de ejercicio de poder de mercado pueda ser reducido por el propio funcionamiento del mercado, mediante la entrada de nuevos agentes. Tal y como se desprende de las teorías económicas sobre mercados contestables, resumidas en el Anexo C de este informe, si la entrada en un mercado es relativamente fácil, y, sobre todo, puede realizarse de forma rápida, los operadores existentes no tendrán incentivos a incrementar los precios para no atraer nuevos competidores.

En informes de concentración precedentes, tanto la CNE como las autoridades de competencia (el Servicio y el Tribunal de Defensa de la Competencia) caracterizaban el sector del gas natural como un mercado escasamente contestable. Así, en el expediente C38/99 ENDESA / GAS NATURAL del TDC, escrito en 1999, solo un año después del comienzo de la liberalización del sector del gas natural, se hacía constar que “se trata de 20 de diciembre de 2005

un mercado muy concentrado donde los potenciales entrantes deberían superar grandes barreras, insalvables a corto y medio plazo, para reaccionar ante los posibles aumentos de precios que pudieran practicar las empresas ya instaladas, dada su escasa contestabilidad.” Asimismo, los informes del SDC sobre PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, GAS DE ASTURIAS/GAS FIGUERES y ENDESA GAS/DICOGEXSA incluyen como barrera de entrada la intensa concentración del mercado.

Más concretamente, los informes mencionados identificaban la existencia de algunos elementos susceptibles de ser considerados como barreras de entrada⁶⁵ en las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas: (1) el riesgo regulatorio, asociado a la “impredicibilidad” de peajes y tarifas de acceso a las infraestructuras, (2) las dificultades de acceso a las infraestructuras de transporte, (3) el problema del acceso a fuentes de gas alternativas y competitivas con los aprovisionamientos del grupo GAS NATURAL, (4) la necesidad de contar con una masa crítica de volumen de gas a suministrar como condición de rentabilidad para la comercialización, y (5) el grado elevado de integración vertical entre aprovisionamiento, distribución y comercialización del grupo GAS NATURAL.

A continuación se revisan estas consideraciones, para valorar si, a la luz de los recientes desarrollos regulatorios y de mercado, los elementos mencionados siguen representando barreras a la entrada importantes.

Riesgo regulatorio

Con respecto al primero de estos obstáculos se puede mencionar que el grado de incertidumbre se ha reducido notablemente en los últimos años, como consecuencia del Real Decreto 949/2001, que introduce un sistema económico integrado del sector de gas natural, y su implementación mediante las Ordenes ECO/301/2002, ECO/302/2002 y ECO/303/2002 que establecen los parámetros y los valores iniciales para el cálculo de la retribución, de las tarifas y de los peajes para el sector del gas natural.

⁶⁵ En particular, véanse los informes TDC C38/99 ENDESA/GAS NATURAL, y los informes del SDC: N-03001 GAS DE ASTURIAS/GAS FIGUERES y N-271 PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO.

Acceso a la capacidad de transporte

En lo que se refiere a la reserva y contratación de capacidad de regasificación, de entrada y salida al sistema de transporte y de almacenamiento, el comercializador debe realizar previamente las correspondientes previsiones de la capacidad que le permita suministrar al conjunto de sus clientes en el mercado liberalizado. Asimismo, el comercializador cuenta con la posibilidad de ajustar sus reservas de capacidad a las variaciones de su cartera de clientes, bien mediante la firma de nuevos contratos de acceso a corto o largo plazo, o bien mediante la solicitud de reducción de capacidad, bajo determinadas condiciones.

Si bien, en el pasado, la escasez de capacidad de entrada al sistema gasista dio lugar a algunos problemas a los nuevos comercializadores que querían acceder al mercado liberalizado español, en el momento actual, puede afirmarse que, de forma general, existe capacidad disponible para contratar, existe transparencia en relación al estado de contratación de las infraestructuras y los mecanismos de asignación y de pérdida de capacidad en caso de infrautilización, así como modelos estándar para solicitudes y contratos, de forma que la reserva de capacidad de regasificación y/o de entrada al sistema de transporte-distribución no supone un obstáculo para ejercer la actividad de comercialización. Por otra parte la capacidad de salida del sistema de transporte, para un cliente existente, está garantizada si el comercializador tiene reservada capacidad de entrada al sistema gasista.

Tras la firma de los contratos de acceso, la relación entre transportistas y comercializadores para la gestión, utilización y facturación de la capacidad contratada tiene lugar a través de un sistema informático centralizado en manos del Gestor Técnico del Sistema, común para todos los agentes y de acuerdo con lo establecido por las Normas de Gestión Técnica del Sistema y sus protocolos de detalle. Si bien la publicación de las mismas es muy reciente y los protocolos todavía no se han publicado, han venido siendo utilizadas como marco de referencia del Sector, han evolucionado según las necesidades y son conocidas por todos los comercializadores, sirviendo de marco normativo para todos.

Además, recientemente se ha eliminado una barrera importante relacionada con el contrato de acceso de terceros a las redes, firmado entre ENAGAS, S.A. y GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A. el 27 de julio de 2001, denominado “*contrato deslizante*”. Con fecha 22 de noviembre de 2002 la CNE remitió al SDC un escrito de denuncia de dicho contrato, por representar un supuesto abuso de la posición de dominio que ostentaría el GRUPO GAS NATURAL en las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural, mediante la obstaculización, por vía contractual, del acceso de terceros a la capacidad de regasificación, acceso esencial para el suministro de gas natural en el mercado español.

El referido contrato dificultaba el acceso al mercado de comercialización de gas para aquellos operadores competidores de GAS NATURAL, por cuanto ésta última, en virtud del mismo, aseguraba la conservación de los clientes que transitan del mercado regulado al libre, al disponer de manera automática de la capacidad de acceso que deja de emplear ENAGAS para el suministro al mercado de tarifa, y que sin embargo, por virtud del propio “*contrato deslizante*”, no era puesta a disposición de otros agentes, ya que dicha capacidad se consideraba integrante de la reserva inicial realizada por GAS NATURAL.

Con fecha 16 de junio de 2005, el TDC emitió su Resolución 580/04 resolviendo que GAS NATURAL ha incurrido en una práctica prohibida por el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia y por el artículo 82 del Tratado de la Unión Europea, por haber obstaculizado por vía contractual el acceso de terceros a la capacidad de regasificación, intimado a la misma para que se abstenga en lo sucesivo de realizar por sí o a través de cualquiera de las empresas integradas en GRUPO GAS NATURAL las citadas prácticas. Esta Resolución también contribuye a una mejora en el acceso de terceros a la capacidad de regasificación, en comparación con la situación existente cuando dicho contrato se encontraba en vigor.

En consideración de todo lo anterior no se considera que, en general, la actividad regulada del transporte esté ejerciendo efectos distorsionadores o de barrera a la entrada sobre las actividades de aprovisionamiento y comercialización. Sin embargo, cabe resaltar

que persiste el problema de la saturación de casi todos los puntos de entrada por gasoducto existentes por los contratos de aprovisionamiento de GAS NATURAL, y en particular, el de Tarifa para la importación del gas procedente de Argelia. Esta situación, en la cual ningún competidor de GAS NATURAL puede tener acceso al gas potencialmente más competitivo para España, podrá resolverse solo con la entrada en operación del gasoducto Medgaz a comienzo de 2009.

Acceso a fuentes de gas alternativas

En lo que concierne el acceso a fuentes alternativas de gas natural, en el apartado 8.1.1.3 se ha evidenciado que existe una tendencia progresiva al aumento y diversificación de las orígenes de gas y que hay un número creciente de operadores que se aprovisionan de forma independiente del grupo GAS NATURAL. Sin embargo, también se ha indicado que, por razones históricas, GAS NATURAL mantiene un volumen de aprovisionamientos de tamaño muy superior al de otros aprovisionadores y con un mix potencialmente más competitivo. Aún cuando parte de este gas (el contrato SAGANE I con Argelia) tenga que destinarse preferentemente al mercado a tarifa, este tiende a reducirse en el tiempo y GAS NATURAL puede quedarse con un volumen creciente del mismo gas y utilizarlo para competir en el mercado libre.

Asimismo, la experiencia de GAS NATURAL en la importación de gas y el conocimiento del mercado internacional, son elementos que le proporcionan una ventaja frente a sus competidores. En este sentido, los importantes volúmenes de gas que negocia GAS NATURAL le otorgan una mayor capacidad de negociación, lo cual se une al conocimiento del funcionamiento del mercado del gas donde opera desde hace muchos años y a la experiencia en la negociación de contratos de abastecimiento con los principales países productores.

Dificultades de acceso al mercado de comercialización

Las actividades de compraventa de gas no son en principio muy intensivas en capital y no requieren costes específicos que no puedan recuperarse al salir del mercado (cuando no están asociadas con la adquisición de activos de gas *upstream* o *midstream*). Por otra parte, para que la actividad de comercialización sea rentable se requiere contar con una

importante masa crítica de volumen de gas, lo cual condiciona enormemente la entrada de nuevos operadores en este mercado, ya que disponer de un nivel mínimo de demanda es un requisito que no todos los operadores pueden lograr.

En este mismo sentido se manifiesta el SDC en su informe sobre ENDESA GAS/DICOGEXSA, identificando como una de las barreras de entrada del sector es consecuencia de que *“la presencia en el mercado de comercialización de gas natural exige contra con una importante masa crítica de volumen de gas que no todos los operadores pueden conseguir”*.

Esta misma afirmación se incluyó en los informes PLANTA DE REGASIFICACION DE SAGUNTO y GAS DE ASTURIAS/GAS FIGUERES.

Por otro lado, la inercia de los clientes a permanecer con el mismo suministrador habitual se convierte en una gran ventaja para el ya instalado, lo que a su vez supone una barrera de entrada para las nuevas comercializadoras.

En este sentido el TDC con motivo del expediente de concentración GAS NATURAL/ENDESA hacía mención a la *“ausencia de incentivo a cambiar de suministrador habitual”*, en los siguientes términos:

“La propia inercia de los clientes, no sólo en este sector sino en cualquier ámbito de consumo, a permanecer con el mismo suministrador habitual, es de por sí una gran ventaja para el ya instalado, en este caso GAS NATURAL SDG S.A. Ventaja que se convierte en una verdadera barrera de entrada para las nuevas comercializadoras, lo que unido a su inexperiencia hará que no resulte fácil igualar las condiciones que oferte GAS NATURAL SDG, S.A., consolidándose de este modo su posición de dominio.”

Esta misma inercia de los clientes a permanecer con el suministrador habitual, hace que los consumidores prefieran tener como comercializador a una empresa del grupo propietaria de todas las infraestructuras de distribución de gas. Esto se explica en tanto que los consumidores consideran que la seguridad en el suministro, el servicio y la

asistencia técnica será siempre mejor si permanecen con la empresa que tradicionalmente ha abastecido al mercado nacional (GAS NATURAL) o una empresa de su grupo.

El fenómeno de la fidelización de los clientes a su suministrador habitual es todavía muy acusado en la actualidad, especialmente en el sector doméstico-comercial. A este propósito, la evidencia empírica aportada en el apartado 8.2.4.2 indica la existencia de tasas de fidelización elevadas, especialmente en el caso de GAS NATURAL, para el cual se registran tasas de permanencia de los clientes superiores al 80% en 2004. Esta situación sigue representando una barrera de mercado importante, puesto que implica condiciones ventajosas para los incumbentes que los comercializadores independientes no pueden igualar. De hecho, se observa que los competidores más efectivos de los comercializadores de gas pertenecientes a un grupo con distribución son los comercializadores de los grupos eléctricos con distribución en la misma zona geográfica.

El grado elevado de integración vertical entre aprovisionamiento, comercialización y distribución de gas

El grupo GAS NATURAL mantiene en la actualidad una fuerte presencia en todos los eslabones del sector del gas natural en España, con excepción del transporte. Esta situación de integración vertical confiere a GAS NATURAL una ventaja especialmente importante con respecto a otros comercializadores, consistente en facilitar el acceso a una amplia base de clientes para colocar el gas aprovisionado.

El SDC en sus informes sobre PLANTA DE REGASIFICACION DE SAGUNTO y GAS DE ASTURIAS/GAS FIGUERES identificaba como barrera de entrada “ *las ventajas derivadas de la antigua posición de monopolio de GAS NATURAL en el sector y la disponibilidad de información privilegiada sobre clientes potenciales y actuales.*”

En el informe ENDESA/GAS NATURAL el TDC identificaba como barrera de entrada “*la disponibilidad de información privilegiada sobre clientes potenciales y actuales que ya posee GAS NATURAL, S.A. después de muchos años de monopolio, más la que obtendrá tras los próximos ocho años de operar en solitario a nivel nacional, constituye otro*”

obstáculo al acceso a este mercado.” Finalmente, el informe del SDC sobre el expediente ENDESA GAS/DICOGEXSA menciona “la intensas concentración e integración vertical del sector.”

El acceso privilegiado a los clientes, como resultado de la integración entre comercialización y distribución, surge en la actualidad de la existencia de una compleja interacción entre actividad de comercialización y distribución en un mercado liberalizado. Esta interacción tiene lugar en distintos momentos y de formas más diversas, siendo complicados, en ocasiones los procesos que tienen lugar entre ambas partes, debido fundamentalmente al paso masivo de clientes del segmento doméstico al mercado liberalizado, que todavía dista mucho de estar estandarizado y correctamente soportado por sistemas informáticos. Desde un punto de vista normativo, existen compromisos en relación a los servicios a prestar a los clientes finales, cuya responsabilidad está en manos de distribuidores y comercializadores según se trate de clientes a tarifa o clientes en mercado libre, que pueden ocasionar diferencias entre partes.

En lo que se refiere a la contratación del acceso a las instalaciones gasistas, la relación con el distribuidor tiene lugar, en general, porque este es el titular de los puntos de salida del gas al consumidor final. El comercializador solicita a este distribuidor el acceso y formaliza el correspondiente contrato (adenda al contrato de entrada al sistema de transporte y distribución). Las distribuidoras son las responsables igualmente de la medida en los clientes finales y de la realización del balance en sus redes que transmitirán al titular de infraestructuras situadas aguas arriba; por último, facturan a las comercializadoras el término de conducción del peaje de transporte y distribución.

En relación con el control de los puntos de suministro y con los procedimientos de cambio de suministrador, las empresas distribuidoras son las responsables de mantener una base de datos con toda la información relativa a todos los puntos de suministro conectados a sus redes, disponiendo también de un sistema de intercambio de información con los transportistas, comercializadores y consumidores cualificados que permita la gestión efectiva del cambio de suministrador. Las compañías comercializadoras deben presentar las solicitudes de cambio de suministrador a las empresas distribuidoras a las que estén

conectados los consumidores. Tanto las distribuidoras como las comercializadoras deben estar dotadas de los sistemas informáticos necesarios para la conexión e intercambio de información, de forma que se posibilite la consulta de los datos de la referida base y la recepción y validación informática de las solicitudes y comunicaciones con los sujetos relacionados con la contratación. La relación entre comercializadora y distribuidora no termina con la validación de las solicitudes, sino que, posteriormente, se debe proceder a la estimación o medición de los consumos, liquidación de las tarifas, comunicación de la fecha de cambio final, etc.

Asimismo, la Normativa contempla una serie de servicios que deben o pueden ser ofrecidos por las distribuidoras a las comercializadoras, según sean o no obligación de estos últimos en relación a sus clientes, algunos de ellos son obligación del distribuidor y otros cuando fueran solicitados por las comercializadoras, como los servicios de realización de pruebas previas al inicio del suministro, de inspección de las instalaciones receptoras o de mantenimiento de un sistema operativo que asegure la atención permanente y la resolución de incidencias que con carácter de urgencia pudieran presentarse. Además, se contempla la posibilidad de que cualquier sujeto con derecho de acceso suscriba contratos con el distribuidor para la utilización de otros servicios e instalaciones distintos a los regulados en la Normativa. Tales servicios deben ser ofrecidos a todos los sujetos interesados en igualdad de condiciones, para lo cual, las compañías distribuidoras que los ofrezcan deben publicar y actualizar en su página *web* los precios y condiciones en que se ofrece cada uno de ellos. Aparentemente estas condiciones todavía no han sido publicadas según lo establecido, por lo que el sistema no es transparente para todos los sujetos.

Otro punto de relación entre compañías distribuidoras y comercializadoras consiste en la facturación, en su caso, por parte de estas últimas a los consumidores en el mercado liberalizado del importe que estos adeudan a las empresas distribuidoras por las instalaciones receptoras comunitarias. También puede incluirse en las facturas de los comercializadores a sus clientes, en su caso, la cantidad correspondiente al alquiler de los contadores por parte de los distribuidores.

En definitiva, este innegable grado de relación e interdependencia entre ambas actividades puede tener, y de hecho ha tenido, según se ha señalado en diversas ocasiones desde esta Comisión⁶⁶, repercusiones en el desarrollo de la liberalización del sector. Uno de los mayores problemas registrados por esta Comisión son los retrasos del distribuidor en la tramitación de solicitudes de cambio al mercado liberalizado en el segmento doméstico y la ausencia de protocolos para incorporación de nuevos clientes, directamente, en mercado liberalizado⁶⁷. Actualmente, para el distribuidor parece no ser neutro económicamente que un cliente esté en mercado liberalizado o en mercado a tarifa. Sus ingresos son superiores en este segundo caso y parecen ser más altos que los costes incurridos por el suministro a tarifa, conforme a la reclamación de los distribuidores. Los incentivos de la regulación pueden ser inadecuados y contrarios al fomento de la competencia.

Existen también quejas por parte de los comercializadores acerca del número de clientes, que a mitad del proceso de cambio de suministrador, hacia el mercado liberalizado, deciden quedarse con su suministrador habitual, el distribuidor. En este caso los comercializadores señalan que los distribuidores aprovechan las comunicaciones al cliente para indicarle que va a procederse al cambio solicitado, para proporcionarle información contradictoria, haciéndole dudar de la fiabilidad de la nueva empresa o indicándole que pierde las ventajas que podría proporcionarle la empresa distribuidora. A esto se añadiría que muchos clientes tienen financiación de instalaciones receptoras o de sistemas de calefacción, que eran facturadas conjuntamente con el gas y que el cliente había olvidado en muchos casos; estos importes son reclamados o recordados por la distribuidora en este momento, pues en general la deuda es transferida para el cobro a una entidad financiera. Otro momento en el que el distribuidor entra en contacto con el cliente, es cuando cada cuatro años realiza la inspección periódica; para los clientes en mercado liberalizado esto es responsabilidad del comercializador, quien en muchos casos lo contrata con el distribuidor, aprovechando así la economía de escala que supone

⁶⁶ Informe sobre los obstáculos existentes para el acceso de los consumidores cualificados a los mercados liberalizados de electricidad y gas natural. Junio de 2004.

⁶⁷ El RD 942/2005 recoge en su Disposición Adicional Segunda el mandato a esta Comisión de elaborar una propuesta de procedimiento para la contratación de nuevos suministros directamente en el mercado liberalizado.

realizar este servicio al mismo tiempo para todos los consumidores de un mismo bloque, tanto si están en mercado a tarifa o en mercado libre. Según lo manifestado por los comercializadores, en este momento se puede producir fidelización de clientes hacia el grupo empresarial con distribución.

Por otra parte, durante el último año el precio de la tarifa completa de gas, la que pagan los clientes que todavía se suministran en el mercado regulado, ha estado en valores bajos, no acompañados con los precios internacionales de la mayor parte de los aprovisionamientos. Esto ha ocasionado tensiones en el mercado liberalizado ya que las ofertas, sobre todo en el segmento industrial han dejado de ser ventajosas, llegando a situarse por encima del precio de la tarifa y por tanto, ha habido y hay peticiones de vuelta al mercado a tarifa por parte de estos consumidores. Presumiblemente también esta es la razón por la que determinadas empresas comercializadoras se han retirado parcialmente del mercado, situación que debe de corregirse en el momento en que la tarifa recoja la subida del gas en los mercados internacionales. No obstante con la normativa actual los clientes que consumen más de 100 GWh / año no pueden volver a mercado regulado en los próximos tres años.

En consecuencia, de acuerdo con todo lo expuesto anteriormente, existe un elevado grado de relación entre la actividad de comercialización y la actividad de distribución, no existe suficiente transparencia en el desempeño de las funciones reguladas establecidas para los distribuidores, pero sobre todo para los demás servicios que pueden prestar estas empresas, y pese a que la legislación, a partir de la publicación del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio obliga a que sean públicos para los agentes que operan en el sistema gasista los datos relativos al punto de suministro o la información sobre servicios distintos a los regulados, todavía no existe acceso a esta información en los términos establecidos. En este contexto no se dan las necesarias garantías para que los distribuidores operen con la adecuada independencia funcional respecto al resto de las actividades del grupo empresarial al que pertenecen y, por tanto, la integración entre distribución y comercialización sigue representando una barrera a la entrada para comercializadores independientes.

8.1.1.6 Conclusiones sobre la valoración de la integración horizontal en el sector del gas natural

Desde la perspectiva de la integración horizontal, la operación, sin considerar desinversiones, implicaría un aumento de los niveles de concentración, ya muy elevados en la actualidad, en casi todos los mercados y actividades del sector del gas natural.

Desde el comienzo de la liberalización en 1998 las barreras a la entrada en el sector se han reducido de forma apreciable. En particular, se ha registrado un aumento importante de los operadores activos en aprovisionamiento y comercialización, se ha perfeccionado la normativa que garantiza el acceso no-discriminatorio a las infraestructuras de transporte y existe un margen razonable de capacidad disponible para contratar en el horizonte 2005-2008. Sin embargo, existen todavía barreras importantes, como la integración vertical entre distribución y comercialización y las ventajas competitivas de GAS NATURAL en aprovisionamiento, que tienden a obstaculizar la competencia y la entrada de operadores con capacidad real de competir con GAS NATURAL. En este contexto no se considera que existan condiciones de contestabilidad suficientes para mitigar el potencial de poder de mercado resultante de la operación.

El único elemento que podría diluir de alguna forma las consecuencias negativas de la operación es el crecimiento de la demanda. Dentro de las previsiones de futuro, la más obvia es que el consumo de gas en España siga creciendo de forma muy importante, en todos los segmentos del mercado y especialmente en el de generación. Esto creará, como ya lo ha venido haciendo, oportunidades tanto para comercializadores ya implantados, como para los recién llegados a nuestro mercado o podrá incluso atraer a nuevas empresas multinacionales.

A continuación se presenta un resumen del impacto de la operación para cada uno de los mercados y actividades analizados.

Transporte

GAS NATURAL sería propietaria de activos de transporte existentes que pasarían a representar del 18,5% al 19% sobre el conjunto de la actividad en términos retributivos, es decir:

- Los activos de titularidad actual de GAS NATURAL, que incluyen activos de transporte secundarios, la participación en un 17,8% en ENAGAS y en un 9,4% en GAS DE EUSKADI TRANSPORTE.
- Los activos de titularidad actual de ENDESA, que comprenden la participación del 100% de ENDESA GAS TRANSPORTISTA y el 45% de TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS.

A estos activos se añadiría la titularidad del 20% de SAGGAS y del 21% de REGANOSA, sociedades promotoras de dos nuevas plantas de regasificación, en Sagunto y en Mugaros, respectivamente.

Con la excepción de la participación en ENAGAS, que debe ser reducida al 5% antes del 30 de diciembre de 2006, de acuerdo con la Disposición Adicional 20ª de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, modificado por el artículo 92 de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, la propiedad de estas infraestructuras no conferiría en principio a GAS NATURAL un acceso privilegiado a las mismas bajo la normativa existente de acceso regulado de terceros a las redes. En cualquier caso, dada la cuota elevada de GAS NATURAL en aprovisionamiento, sería preferible evitar su participación en SAGGAS y en REGANOSA.

Distribución

Después de la operación, sin considerar desinversiones, GAS NATURAL sería propietario de activos de distribución existentes que representarían casi el 90% del conjunto de la actividad en términos retributivos, con respecto al 84,5% antes de la operación, resultante de la suma de:

- Participaciones directas e indirectas del grupo GAS NATURAL como en la actualidad, menos en GAS ARAGON, donde se ampliaría la participación hasta controlar el 95,67 %.
- Participación directas e indirectas en las empresas DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA (47%), DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS (45%), MERIDIONAL DEL GAS (100%), GAS ALICANTE (100%) y GESA GAS (100%).

El nuevo grupo ampliaría su posición en la distribución peninsular aumentando el control de los puntos de suministro desde el 84,6% al 89% y pasando a distribuir desde el 88,1% al 90,2% del gas total vehiculado en la península.

Aún cuando la distribución es una actividad regulada, su incidencia sobre la competencia en el mercado de comercialización es muy importante, como se ha indicado en el apartado 8.1.1.5 y se profundizará mayormente sobre ella el apartado 8.2.4. Por esta razón, y dada la posición claramente dominante de GAS NATURAL en la actualidad, se considera que cualquier aumento de su cuota en esta actividad es incompatible con el desarrollo competitivo del mercado de comercialización.

Aprovisionamiento

Como resultado de la operación, el Grupo GAS NATURAL reforzaría su actual posición de dominio en el mercado de los aprovisionamientos a España, integrando en su cartera los contratos de aprovisionamiento del Grupo ENDESA, con lo que pasaría a ostentar unas cuotas para el año 2004 en los aprovisionamientos incluidos autoconsumos de 70,3% a 73,5%, y excluyendo los autoconsumos de 74,5% a 76,8%. Estas cuotas están muy por encima de los umbrales considerados por las “Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales (...)” de la Unión Europea, como extraordinariamente elevado y por tanto prueba suficiente *per se* de la existencia de una posición dominante. Los índices de concentración, que ya son muy elevados en la actualidad, también aumentarían (considerando el año 2004 el HHI pasaría de 5649 a 6000).

Puesto que todo el gas contratado por ENDESA es GNL la operación también implicaría un aumento de la cuota de GAS NATURAL sobre el aprovisionamiento mediante GNL que pasaría del 54,2% al 59,3%. Asimismo, el nuevo Grupo incorporaría una participación del 12%, que actualmente ostenta ENDESA, en el proyecto del gasoducto del Medgaz, que prevé entrar en funcionamiento a partir del año 2009, con un volumen inicial de 8 bcm/año.

GAS NATURAL mantendría su cuota actual del 98,9% en la importación de gas por gasoducto (100% a través del gasoducto del Magreb y 97,7% en la conexión con Francia) y el 100% sobre el gas de producción nacional. Además, seguiría suministrando el 100% del mercado a tarifa.

El solapamiento horizontal de las actividades de aprovisionamiento de gas natural de ambas partes comporta ya por sí solo un efecto de reforzamiento de la indiscutida posición dominante de GAS NATURAL en el mercado de aprovisionamiento, tal como ha sido objeto de definición en el capítulo de mercado relevante de producto y geográfico, y de obstaculización de la competencia efectiva en el mismo. Adicionalmente cabe observar que la operación implicaría la eliminación de ENDESA como uno de los competidores más efectivos del Grupo GAS NATURAL en el aprovisionamiento al mercado español. En efecto en los últimos años ENDESA había empezado a desarrollar una intensa actividad de trading mediante su filial CARBOEX, contribuyendo también de forma crucial a la liquidez del mercado informal de flexibilidad entre pequeños importadores de GNL destinado a España.

En este respecto, ENDESA expone las dificultades existentes en España para proveer flexibilidad al mercado, basadas, principalmente, en la escasez de almacenamiento y en el hecho de que la regulación en vigor implica un almacenamiento superior al que pueden ofrecer las instalaciones actuales. Así, indica que España depende de la flexibilidad que ofrecen los terminales de gas natural licuado, los gaseoductos domésticos y de importación, y la posibilidad de ajustar el consumo de gas en los ciclos combinados. Según especifica ENDESA, estos recursos no son suficientes para muchos suministradores que han de recurrir a los intercambios bilaterales para acomodar los

cambios repentinos en la oferta y la demanda. Considera que los intercambios bilaterales son esenciales en la provisión de flexibilidad para los competidores de GAS NATURAL, explicitando que ENDESA participa de manera significativa en estos intercambios, citando, a los efectos de poner de manifiesto esta situación, que de enero a julio de 2005 los intercambios entre ENDESA y CEPSA representaron el 31 por ciento de las ventas totales de CEPSA. Textualmente, ENDESA indica en sus alegaciones que *“sin el apoyo de Endesa en los intercambios, CEPSA habría tenido que buscar gas en otra parte en los momentos que carecía de recursos suficientes, y tales volúmenes habrían representado aproximadamente el quince por ciento de sus ventas totales”*.

En cuanto a los intercambios con SHELL, el volumen total de intercambios llega al 36 por ciento, implicando que alrededor del 18 por ciento del gas suministrado por SHELL ha sido prestado por ENDESA con la finalidad de resolver problemas de suministro a corto plazo.

ENDESA considera que, sin la operación, existen incentivos a intercambiar gas con otros suministradores en la medida en que los beneficios para estos competidores implicarán unas pérdidas para GAS NATURAL y no para ENDESA. La compañía considera que su cuota de mercado sigue siendo tan pequeña que sus rivales pueden expandirse sin que esto suponga una amenaza para ENDESA, indicando que ENDESA y otros suministradores compiten con GAS NATURAL en lugar de competir entre ellos.

Asimismo, indica que en caso de materializarse la operación, la empresa resultante, dominante en el mercado de aprovisionamiento, no tendría incentivos para intercambiar gas con sus rivales, puesto que éstos reducirían las ventajas inherentes de la entidad fusionada con respecto a sus rivales. Continúa exponiendo que *“si la entidad fusionada se niega a participar en intercambios, el mercado tardaría en encontrar a alguien que pudiera sustituir el papel actual de Endesa. Si se niega a participar en intercambios, la entidad fusionada dejaría a sus competidores en una posición debilitada durante un periodo extendido”*.

Mediante la absorción de ENDESA el grupo GAS NATURAL pasaría a suministrar desde el 59% a casi el 64% del consumo total, con datos de 2004, incluyendo los mercados liberalizado y regulado. Si se considera el solo mercado de comercialización, la cuota de GAS NATURAL pasaría de representar el 53% al 58% de las ventas en 2004. Por otra parte, el impacto de la operación es mucho más acusado si se mide sobre número de clientes o sobre el segmento doméstico-comercial, donde GAS NATURAL aumentaría su cuota desde el 86% al 93%, también con valores del año 2004. Es evidente la relación entre estas cifras y el impacto de la operación sobre la actividad de distribución.

Por otra parte, la operación tiene un efecto más reducido sobre el segmento de los consumidores industriales, puesto que la cuota de GAS NATURAL se incrementaría desde el 52% hasta el 58%. En lo que concierne el gas para generación eléctrica, GAS NATURAL mantendría inalterada su posición, con una cuota del 48,2%, puesto que en la actualidad ENDESA no es activa en este segmento del mercado.

A nivel regional, GAS NATURAL reforzaría también con esta operación su posicionamiento en casi todas las Comunidades Autónomas, siendo especialmente importante su incremento en regiones en las que pasa a ser el operador dominante, desde una posición menos relevante, como en los mercados de Aragón y Asturias.

Con la operación desaparecería ENDESA como operador que está compitiendo de forma efectiva en la actualidad sobre todo en el segmento de los consumidores domésticos y comerciales.

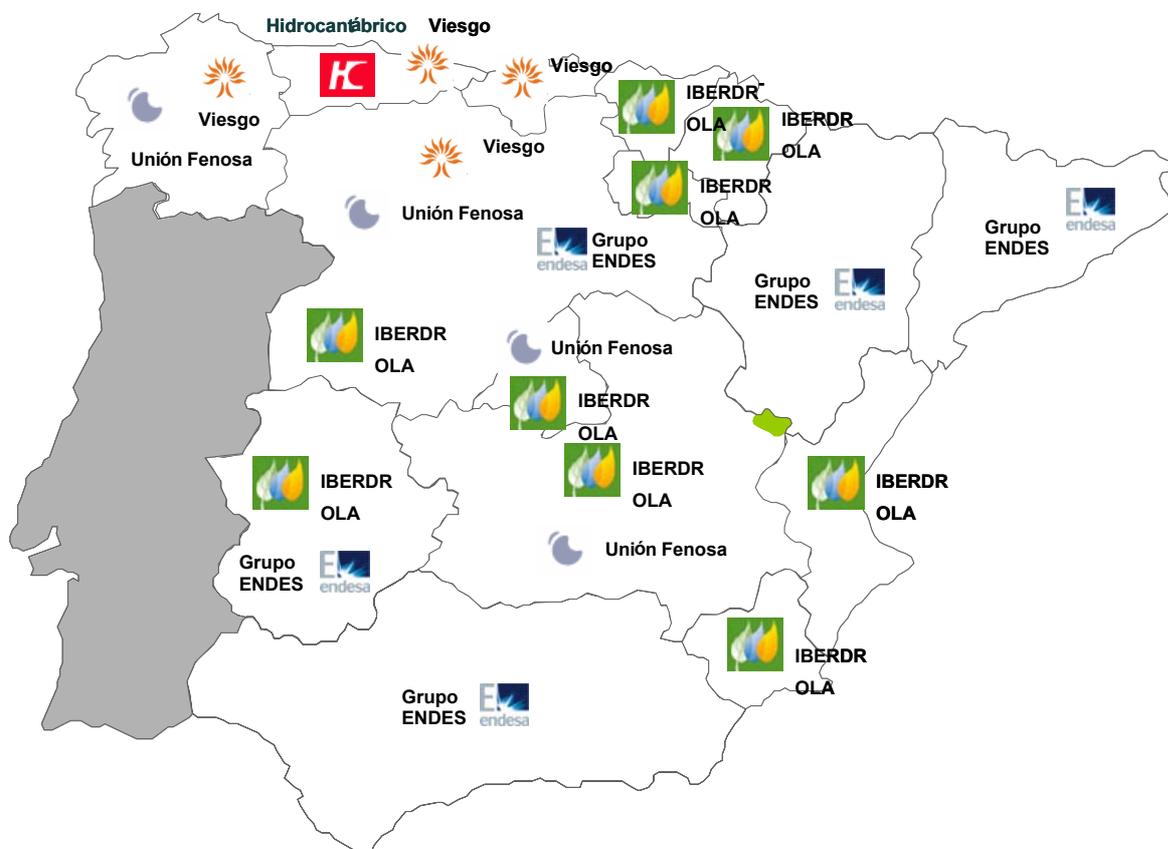
8.1.2 Sector eléctrico

8.1.2.1 Actividad de distribución de electricidad

Los distribuidores son responsables del desarrollo, mantenimiento y gestión de las redes que llevan el suministro de electricidad desde la red de transporte hasta los puntos de consumo. Se trata de una actividad regulada con una retribución fijada por la Administración. Las principales empresas eléctricas (IBERDROLA, ENDESA, UNIÓN FENOSA, VIESGO e HIDROCANTÁBRICO) gestionan la distribución de electricidad en la

mayor parte del territorio español. En algunas zonas, como Cataluña y Levante existen numerosos pequeños distribuidores cuyo ámbito de distribución es exclusivamente municipal o comarcal. A continuación se muestra el mapa de la distribución de energía eléctrica a 31/12/2004.

Cuadro 84 Mapa de distribución de electricidad



Fuente: CNE, 2004

ENDESA está presente en 11 Comunidades Autónomas, siendo especialmente relevante su presencia en Aragón, Cataluña, Andalucía, Baleares y Canarias, donde tiene cuotas de mercado cercanas al 100%, como muestra el siguiente cuadro.

Cuadro 85 Cuotas en distribución por CCAA (GWh vehiculados en 2004)

CCAA	ENDESA	IBERDROLA	FENOSA	HIDROCAN TABRICO	VIESGO
Andalucía	99,98%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%
Aragón	99,92%	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%
Asturias	0,00%	1,45%	0,00%	93,03%	5,52%
Baleares	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Canarias	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Cantabria	0,00%	3,33%	0,00%	0,00%	96,67%
Castilla La Mancha	3,16%	50,01%	46,84%	0,00%	0,00%
Castilla León	1,11%	82,61%	15,04%	0,00%	1,24%
Cataluña	99,39%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%
Extremadura	50,36%	49,63%	0,01%	0,00%	0,00%
Galicia	0,66%	0,01%	94,26%	0,00%	5,07%
La Rioja	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Madrid	0,00%	58,59%	41,41%	0,00%	0,00%
Murcia	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Navarra	0,15%	99,85%	0,00%	0,00%	0,00%
País Vasco	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Valencia	0,08%	99,48%	0,00%	0,44%	0,00%
PROMEDIO NACIONAL	41,97%	37,57%	14,15%	3,99%	2,32%

Fuente: CNE

La presencia de GAS NATURAL en distribución eléctrica es prácticamente insignificante. GAS NATURAL es propietaria de dos pequeñas empresas: ELECTRA DE ABUSEJO, S.L. y DISTRIBUCION ELECTRICA DE NAVASFRIAS, S.L. Mediante las mismas distribuye gas a unos 900 clientes en la provincia de Salamanca.

A la luz de esta evidencia se concluye que la operación tendría un impacto casi nulo sobre la actividad de distribución de electricidad. El nuevo grupo tendría cuotas de mercados nacionales y regionales que generalmente corresponderían a las cuotas de ENDESA en la actualidad.

8.1.2.2 Actividad de producción de electricidad

8.1.2.2.1 La cobertura de la demanda

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica peninsular ha sido sostenido en el curso de la última década, con tasas anuales generalmente comprendidas entre el 3% y el

6,5%. En 2004 se ha alcanzado el nivel de 235 TWh en b.c., y la demanda máxima de potencia horaria histórica se situó en 43.378 MW el día 27 de enero de 2005. Las previsiones para el periodo 2005-2009 indican tasas de crecimiento algo inferiores a las registradas en el pasado, alrededor del 3%-4% anual. Por otra parte, se espera que la demanda máxima de potencia horaria alcance 44.500 MW en 2005.

Desde una perspectiva geográfica, los mayores consumos se registran en la Comunidades de Cataluña, Madrid, Andalucía y Comunidad Valenciana, que concentran más del 55 % de la demanda total.

En el marco de mercado actual, en el que las inversiones en nueva generación son decididas libremente por los agentes, en cuanto a tecnología, potencia y momento de instalación, la previsión de la cobertura de la demanda sólo puede hacerse con una cierta precisión en el plazo de unos 2 años, que es el tiempo de ejecución de los proyectos típicos de centrales de ciclo combinado. En horizontes superiores sólo resulta posible conocer si las iniciativas disponibles son o no suficientes para la cobertura de la demanda, pero, en general, se conoce un volumen de iniciativas superior al que finalmente se desarrolla en los plazos inicialmente comunicados.

Al contrario que en periodos anteriores, apenas se registran retrasos para la entrada de las nuevas instalaciones previstas para el período 2005-2006, dando lugar al final del período al mayor margen de reserva de potencia en el sistema en el último lustro. Esto es debido a la mayor entrada de de nueva potencia en el sistema, que puede cifrarse en 5050 MW en 2005 y 6360 en 2006, de los cuales 3800 MW en 2005 y 4680 MW en 2006 corresponden al régimen ordinario y el resto al régimen especial.

Esta situación puede explicarse en parte en relación con la expectativa de un aumento de los precios eléctricos mayoristas, pero sobre todo como una consecuencia del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión⁶⁸, que prevé la asignación gratuita de

⁶⁸ La Directiva 2003/87/CE sobre el sistema de comercio de derechos de emisión de CO₂, ha sido transpuesta al Derecho español por el RD Ley 5/2004 y concertada en el Plan Nacional de Asignación 20 de diciembre de 2005

derechos a plantas generadoras de electricidad independientemente de su consumo. La posibilidad de perder estos derechos ante el retraso en la instalación puede haber sido un factor determinante del crecimiento de la potencia instalada, tanto en lo que respecta a nuevas centrales (las centrales que disponían en 2004 de autorización administrativa obtuvieron directamente derechos como si fuesen instalaciones existentes y los perderían si no iniciasen su funcionamiento), como en lo que respecta al cierre de centrales antiguas de fuel-oil o carbón nacional (el cierre de las instalaciones conllevaría la pérdida de los derechos de emisión concedidos). Existe por tanto un claro incentivo para aquellas nuevas instalaciones que obtuvieron inicialmente derechos de emisión, a realizar las mismas en plazo, de cara a obtener, de manera gratuita, los derechos de emisión concedidos (análogamente existe un incentivo a prolongar la vida de las centrales existentes). De hecho, la concesión de derechos de emisión actúa de manera similar a un aumento de la retribución por garantía de potencia.

Además, al no estar definido aún el plan de asignación de derechos gratuitos para el período 2008-2012, puede existir un incentivo adicional para disponer de autorizaciones para instalaciones que participen en dicho reparto, adelantando las inversiones del siguiente lustro.

Igualmente, en el caso de las energías renovables, y particularmente la energía eólica, el favorable marco retributivo establecido, junto a la mayor cercanía a la posible saturación de la tecnología por motivos de su carácter no gestionable, ha podido motivar el aumento del ritmo de entrada de nueva potencia.

En conclusión, el margen de reserva aumentará de forma significativa, pasando del 18% en 2005 al 25% en 2006 (calculado para año hidráulico medio y suponiendo una participación media del régimen especial). Por otra parte, es poco creíble que este margen se mantenga en el tiempo, debido a que el ritmo de inversión tenderá a bajar, aunque podría producirse otra concentración de inversiones en torno la 2008 con ocasión de la segunda etapa de asignación de derechos de emisión.

8.1.2.2.2 Reglas de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

El mercado de producción de energía eléctrica se configura como el conjunto de las transacciones económicas entre oferentes y demandantes de energía eléctrica en la siguiente serie de sesiones⁶⁹:

- El mercado diario es el mercado principal, en que se realizan la mayoría de las transacciones (en el periodo octubre 2004-septiembre 2005 se negociaron en el mercado diario 216.321 GWh sobre un total de 226.380 GWh). En este mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los agentes externos registrados como vendedores. Los demandantes son los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos registrados como compradores.
- Solución de las restricciones técnicas. Una vez celebrada la sesión del mercado diario, y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Si el programa no respeta los criterios de seguridad establecidos, el operador modifica la asignación de energía a las unidades de producción para corregir los problemas identificados.
- El mercado intradiario es un mercado de ajustes donde pueden participar todos los agentes que tengan la condición de agentes del mercado. En el caso de los compradores, para poder acudir a los mercados intradiario han de haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico.

⁶⁹ Fuente: www.omel.es
20 de diciembre de 2005

- Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. En estas fases el único demandante es el sistema en su conjunto y los oferentes son las unidades de producción que cumplen con ciertos requisitos técnicos.

En el mercado diario, el día anterior al de generación, cada generador tiene que realizar sus ofertas de venta en precio y cantidad para cada unidad de producción en cada periodo horario. La agregación y ordenación de todas las ofertas de venta según su precio configura la curva de oferta agregada del sistema. En el mismo día los demandantes de energía presentan sus ofertas de compra que se agregan para formar la curva de demanda agregada del sistema. Con esta información el operador del mercado (OMEL) realiza la casación de la oferta y la demanda para cada periodo horario. El precio de mercado resultante es igual al precio del último tramo de las oferta de venta (oferta marginal) necesarias para atender totalmente o parcialmente la demanda total.

El precio del mercado diario representa la componente principal del precio final de la energía. Este se deriva de sumar al precio del mercado diario los costes derivados de la solución de restricciones técnicas, mercados intradiarios y procesos de operación técnica del sistema y de la aplicación de la garantía de potencia. En septiembre de 2005, por ejemplo, el precio horario final medio quedó determinado en un 89,69% por el precio del mercado diario, en un 6,80% por la garantía de potencia y por el restante 3,51% por los otros costes.

8.1.2.2.3 Análisis del mercado eléctrico mayorista

A continuación se presenta un análisis de la estructura de demanda y oferta y de la competencia en el mercado mayorista, que se refiere a las transacciones negociadas en el mercado diario y mediante contratos bilaterales físicos (estos últimos representaron en 2004 un porcentaje muy pequeño, del 0,77% de la energía negociada en el mercado diario).

La oferta

Los productores que operan en el mercado de la energía español se pueden agrupar en dos grandes categorías: los generadores del régimen ordinario y los productores en régimen especial.

Los productores del régimen ordinario tienen la obligación de vender su producción en el mercado diario o mediante contratos bilaterales, obteniendo a cambio una remuneración que refleja los precios de mercado. Aunque la energía eléctrica es un bien homogéneo, su producción puede realizarse mediante tecnologías heterogéneas. Conjuntamente al tamaño, el *mix* tecnológico de un generador influye en su capacidad e incentivos a actuar de forma estratégica para modificar los precios en su beneficio.

En general, cuanto mayor sea la participación de una empresa en el mercado, mayor será su interés, *ceteris paribus*, a que los precios que remuneran su producción sean elevados. Además, la capacidad de retirar producción del mercado de forma rentable dependerá de la tecnología de producción, tanto en lo que respecta a sus costes variables de producción como a sus características técnicas. En otras palabras, las centrales económicamente retirables son aquellas que en un determinado periodo son a la vez competitivas (su coste incremental es inferior y relativamente cercano al precio de mercado) y técnicamente retirables (la producción puede ser reducida sin costes significativos). Cuanto mejor se cumplan estas dos condiciones, mayor será la capacidad de retirar producción del mercado de forma rentable, es decir incurriendo en un coste inferior al beneficio que la decisión conlleva. Esta estrategia puede forzar la entrada de otras centrales con coste marginal más elevado y por tanto elevar el precio por encima de su nivel competitivo.

Utilizando el concepto de retirabilidad económica, se puede establecer una clasificación de los tipos de centrales que operan en el régimen ordinario:

- Nuclear. Se trata de centrales con costes de arranque y parada muy elevados y costes variables muy bajos. Por tanto, funcionan como centrales de base,

independientemente del precio de mercado. Por su inflexibilidad, la potencia nuclear se considera como no retirable.

- Hidráulica fluuyente. La generación hidráulica fluuyente depende de forma directa de la hidraulicidad del sistema, es decir de la lluvia o del deshielo y del nivel de los embalses. Puesto que su utilización depende del momento en el que se produce la aportación natural, se trata de potencia inflexible y por tanto no retirable.
- Hidráulica modulable. Las centrales con embalse tienen cierta flexibilidad en gestionar el nivel de producción, aún cuando una estrategia de retirada sostenida se ve limitada por varios factores: (a) en años secos, las restricciones sobre el uso del agua embalsada por obligaciones medioambientales y de usos civiles; (2) en años húmedos, la posibilidad de que la retirada de agua cause el llenado de un embalse y por tanto el vertido del agua embalsada, siendo estos factores más o menos intensos dependiendo del tamaño del embalse asociado a las centrales.
- Carbón nacional. El uso de este combustible se establece en el Plan Nacional de la Minería del Carbón, que de facto representa un compromiso de utilización del carbón autóctono. La existencia de dicho plan puede implicar que una estrategia de retirada tenga un coste oportunidad elevado. En la medida en que el cumplimiento de estos compromisos impongan un funcionamiento superior al que resultaría del libre mercado, la generación con carbón nacional no sería retirable. Si, por el contrario, las obligaciones son reducidas, estas centrales deben considerarse económicamente retirables.
- Carbón importado. El carbón de importación es un combustible para el que no existe obligación de compra y cuyo coste sitúa a las centrales en una posición intermedia en el orden de mérito. Se puede por tanto considerar como potencia retirable.
- Centrales de gas convencionales y de fuel-oil. Se trata de centrales con costes de funcionamiento elevados, que funcionan en situaciones de demanda elevada y compran su combustible cuando lo necesitan. Por tanto, pueden considerarse como retirables, aún cuando su uso estratégico está limitado por el hecho de que el número de horas en que son económicamente rentables es reducido.

- Centrales de gas de ciclo combinado. Estas centrales tienen costes de funcionamiento muy inferiores a los de las centrales de gas de ciclo simple. Desde un punto de vista técnico estas centrales presentan una producción muy flexible, pero esta flexibilidad puede verse limitada por el contrato de aprovisionamiento de gas. Si una central se aprovisiona de un solo contrato de largo plazo, con cláusula de destino, obligaciones *take or pay* significativas (típicamente 90% o más) y escasa posibilidad de modulación diaria, no puede considerarse como retirable. Al contrario, tiene cierta flexibilidad y capacidad de retirada una central que se aprovisiona de una comercializadora afiliada al mismo grupo empresarial, que dispone de una cartera de contratos de diversos orígenes y condiciones contractuales y que al mismo tiempo suministra al mercado convencional. La mayoría de las centrales de ciclo combinado del parque de generación existente se encuentran en esta segunda situación y pueden por tanto considerarse como retirables (para un análisis más detallado del suministro de gas a centrales de ciclo combinado véase el apartado 8.2.2).

Los agentes externos tienen la opción de participar en el pool eléctrico español y dicha participación se ve condicionada por el diferencial de precio y por la disponibilidad de interconexión. En consecuencia, la generación de agentes externos puede considerarse como retirable y de hecho la participación efectiva de estos agentes puede variar de forma significativa en el tiempo.

Los productores del régimen especial incluyen las energías renovables, los residuos y la cogeneración. Existe cierto debate sobre si estos productores deberían considerarse como participantes activos en el mercado mayorista. El principal argumento en contra es que se trata, en general, de producción de tipo no retirable y que por tanto no responde a los precios del mercado. Por otra parte, la regulación vigente proporciona incentivos económicos importantes a la participación de estos productores en el mercado, y de hecho ciertos generadores del Régimen Especial han empezado a participar activamente con ofertas en el pool.

Sin embargo, la situación regulatoria del régimen especial, que incluye garantías de recuperación de costes (vía primas) y simultáneamente permite obtener ingresos extraordinarios en situaciones de precios elevados del mercado, no puede considerarse estable. Todo ello hace que el mercado de electricidad, a efectos del análisis de concentración, deba mejor analizarse en relación con el régimen ordinario de producción, aunque pueda analizarse de forma complementaria un mercado que incluya al régimen especial, en atención a su regulación actual.

La demanda

Los demandantes que acuden al mercado de la energía son los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos registrados como compradores. La gran mayoría de la demanda procede de distribuidoras y comercializadoras verticalmente integradas en uno de los seis grupos eléctricos principales que tienen capacidad de generación. Tan solo el 1,6% de la demanda procede de empresas independientes, no afiliadas a ningún generador. La demanda de los distribuidores representa el 62,3% del total y la de los comercializadores el 37,7% del total.

La integración existente entre generación y comercialización podría en principio reducir el interés del generador en ejercer poder de mercado para subir precios. Trabajos recientes⁷⁰ en la literatura económica enfatizan que la integración vertical puede tener un impacto mitigador sobre el poder de mercado análogo al de la contratación de largo plazo. En la medida en que el generador se compromete a suministrar a la filial comercializadora una cantidad al margen del pool eléctrico a un precio de transferencia determinado, sus incentivos a actuar estratégicamente en el mercado se reducen. Por otra parte, este efecto mitigador puede no existir si el generador percibe que con su actuación estratégica puede aumentar el precio para todos los demandantes del mercado,

⁷⁰ Véase, por ejemplo, Bushnell, J., E.T. Mansur, C. Saravia, (2004), *Market Structure and Competition: A cross-Market Análisis of U.S. Electricity Deregulation*, CSEM Working Paper, y Roques, F., A. Newbery, D.M. Nuttal, W.J. (2005) *Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience*, *Review of Network Economics*, vol.4.
20 de diciembre de 2005

de forma que la comercializadora afiliada no vería afectada su competitividad relativa con respecto a otros comercializadores.

Tradicionalmente se ha considerado que por el lado de la demanda existen dos hechos fundamentales que contribuyen a limitar el desarrollo de la competencia. En primer lugar, la escasa elasticidad de la demanda al precio, unido a que los consumidores en general no observan las variaciones de precios en tiempo real y no pueden responder a las mismas en el corto plazo. En segundo lugar, el sistema no puede controlar en tiempo real el flujo de energía a ciertos consumidores, así que el operador del sistema está obligado a actuar como suministrador de energía de última instancia, ajustando globalmente la oferta a la demanda en tiempo real⁷¹.

Además, se debe tener en cuenta que la demanda relevante para los generadores es la residual, que puede tener una elasticidad superior a la demanda total del mercado. Esto es así porque un generador que reduzca su oferta para aumentar el precio del mercado experimentará una reducción de ventas no solo por la reducción en la demanda de los consumidores, sino también porque otros generadores capturarán parte de sus ventas. A mayor elasticidad de su demanda residual corresponderá un menor incentivo del generador a incrementar el precio del mercado.

La competencia en el mercado eléctrico

El diseño del mercado eléctrico español incentiva en principio a los generadores a realizar ofertas que reflejen el coste marginal de su producción, puesto que el precio del mercado diario en cada periodo se fija sobre la base de la oferta del último generador necesario para suministrar la demanda⁷².

⁷¹ Stoff (2002)

⁷² Se puede demostrar que en un mercado marginalista la estrategia de ofertas que maximiza los beneficios para el generador es ofertar simplemente su coste variable de funcionamiento. De este modo, si su oferta no es aceptada, esto implica que el coste de funcionamiento es superior al precio de mercado, y, por tanto, producir energía hubiera proporcionado pérdidas al generador. Si, por el contrario, su oferta es seleccionada, esto implica que el coste de funcionamiento es inferior al precio de mercado y la producción de energía reporta al generador beneficios iguales a la diferencia entre su coste de funcionamiento y el precio del mercado. Así, la presentación de ofertas iguales al coste variable permite al generador obtener un margen siempre que el precio sea superior a su coste variable de funcionamiento. De este modo, el generador maximiza su rentabilidad y sus posibilidades de recuperar la inversión realizada.

Sin embargo, las estrategias de oferta de los generadores dependen de manera crítica de la relación entre la demanda y las capacidades disponibles de los generadores en cada tramo tecnológico.

En periodos en que la demanda es baja y/o el margen de reserva es suficientemente elevado, la capacidad de ejercer poder de mercado es más reducida y por tanto hay un mayor incentivo a ofertar la capacidad a un precio igual a su coste marginal. En otras palabras se daría el resultado de un mercado eléctrico competitivo.

En periodos en que la demanda es alta y/o el margen de reserva es suficientemente reducido, existirán una o más empresas con una demanda residual positiva, es decir con una producción que resulta ser imprescindible o “pivotal” para cubrir la demanda. En estos casos los comportamientos estratégicos de oferta, y por tanto el ejercicio de poder de mercado, son fácilmente explotables.

Por lo tanto, es importante matizar el análisis tradicional basado en índices de concentración con un estudio de las condiciones de “pivotalidad” de las distintas empresas en los diferentes periodos de tiempo del año (horas y días).

8.1.2.2.4 Análisis del impacto de la operación

Índices de concentración

Los índices de concentración para el mercado de la energía pueden calcularse de varias formas⁷³. Una primera medida, que refleja la participación real de los agentes del mercado en un determinado año, se calcula sobre la base de la energía producida. Como se indica en el cuadro 86, si se consideran solo los agentes del régimen ordinario, el mercado se caracteriza como muy concentrado, con un HHI⁷⁴ de 2887 o 2629 según se utilicen la producción de 2004 o del periodo septiembre 2004-agosto 2005.

⁷³ Véase el Anexo A para una descripción y crítica de los índices de concentración que se emplean en este apartado.

⁷⁴ Este índice se construye como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de todas las empresas del mercado y por lo tanto toma valores entre 0 (empresas muy pequeñas) y 10.000 (monopolio).

Cuadro 86. Indicadores de concentración del mercado eléctrico mayorista (energía producida por centrales del Régimen Ordinario, sin considerar importaciones)

	2004	Sep 04 - Ago 05
ENDESA	42,1%	39,8%
GAS NATURAL	2,7%	3,7%
HIDROCANTABRICO	7,3%	7,6%
IBERDROLA	29,8%	27,7%
UNION FENOSA	12,2%	13,8%
VIESGO	3,1%	3,8%
OTROS	2,6%	3,7%
C1		
C1	42,1%	39,8%
C2	72,0%	67,5%
C3	84,2%	81,3%
C4	91,5%	88,8%
HHI	2.887	2.629

Fuente: CNE

Como se ha comentado previamente, también podría incluirse la producción del régimen especial, puesto que sus incentivos a participar en el mercado dependen actualmente del precio, y de los agentes externos puesto que actúan en competencia con el régimen ordinario. Los índices de concentración resultantes se muestran en el

Cuadro 87. En particular, el HHI es de 1995 en 2004 y de 1767 en el periodo septiembre 2004-agosto 2005. Aún cuando estos índices son inferiores a los que se obtienen si se mide la concentración sobre la energía producida en el régimen ordinario, su nivel sigue estando cerca de los umbrales de referencia indicativos que las autoridades de competencia en Europa y Estados Unidos consideran como críticos para el funcionamiento competitivo de un mercado.⁷⁵

⁷⁵ Véase el Anexo A para una descripción de estos umbrales.
20 de diciembre de 2005

Cuadro 87. Indicadores de concentración del mercado eléctrico mayorista (energía producida por centrales del Régimen Ordinario, Régimen Especial y energía importada)

	2004	Sep 04 - Ago 05
ENDESA	34,1%	31,7%
GAS NATURAL	2,2%	2,9%
HIDROCANTABRICO	5,9%	6,0%
IBERDROLA	25,9%	23,9%
UNION FENOSA	9,9%	10,9%
VIESGO	2,7%	3,2%
OTROS	2,6%	3,4%
RESTO REGIMEN ESPECIAL	13,4%	14,3%
IMPORTACIONES	3,2%	3,7%
C1		
C1	34,1%	31,7%
C2	60,0%	55,6%
C3	69,9%	66,5%
C4	75,9%	72,5%
HHI	1.995	1.767

Fuente: CNE

El impacto de la operación sobre el grado de concentración del mercado en términos de energía se muestra en los cuadros siguientes. En el escenario que solo considera la producción del régimen ordinario, que se muestra en el Cuadro 88, la operación implicaría un aumento del indicador C1, del 39,8% al 43,5%, y un incremento de 307 puntos del HHI, que pasaría de 2629 a 2935, con los datos de producción más recientes. Por otra parte, en el escenario que también considera la producción del régimen especial y las importaciones, que se muestra en el Cuadro 89, el valor de C1 pasaría del 31,7% al 34,6%, y el HHI aumentaría en 184 puntos, pasando de 1767 a 1951. Por tanto, el impacto de la operación tiende a ser mayor en el primero de los escenarios considerados.

Cuadro 88 Impacto de la operación sobre la concentración en el mercado eléctrico mayorista (energía producida por centrales del Régimen Ordinario, sin considerar importaciones)

	2004	Sep 04 - Ago 05
ENDESA + GAS NATURAL	44,9%	43,5%
HIDROCANTABRICO	7,3%	7,6%
IBERDROLA	29,8%	27,7%
UNION FENOSA	12,2%	13,8%
VIESGO	3,1%	3,8%
OTROS	2,6%	3,7%
C1		
C1	44,9%	43,5%
C2	74,7%	71,2%
C3	86,9%	85,0%
C4	94,3%	92,5%
HHI	3.117	2.935

Fuente: CNE

Cuadro 89 Impacto de la operación sobre la concentración en el mercado eléctrico mayorista (energía producida por centrales del Régimen Ordinario, Régimen Especial y energía importada)

	2004	Sep 04 - Ago 05
ENDESA + GAS NATURAL	36,3%	34,6%
HIDROCANTABRICO	5,9%	6,0%
IBERDROLA	25,9%	23,9%
UNION FENOSA	9,9%	10,9%
VIESGO	2,7%	3,2%
OTROS	2,6%	3,4%
RESTO REGIMEN ESPECIAL	13,4%	14,3%
IMPORTACIONES	3,2%	3,7%
C1		
C1	36,3%	34,6%
C2	62,2%	58,5%
C3	72,1%	69,4%
C4	78,1%	75,4%
HHI	2.145	1.951

Fuente: CNE

En cualquier caso, es importante puntualizar que una valoración del impacto de la operación basada en cuotas de energía históricas está implícitamente extrapolando las condiciones de generación actuales al futuro. En particular, implica suponer:

- una potencia instalada constante y/o que los distintos generadores crezcan a un ritmo homogéneo;
- una hidraulicidad igual a la observada en 2004-2005;
- una participación del régimen especial y de los agentes externos igual a la registrada en 2004-2005; y
- una extensión a futuro del comportamiento estratégico pasado de las empresas.

Si estos supuestos fueran razonables, el ejercicio de comparación podría considerarse válido. Sin embargo, el supuesto de un crecimiento homogéneo de la potencia instalada es especialmente inadecuado para representar la situación actual del mercado de generación, donde algunos agentes como GAS NATURAL e IBERDROLA tienen un proceso de inversión en curso significativamente superior al crecimiento medio de la potencia en el sistema. En particular, los índices de concentración calculados utilizando las cuotas en términos de energía subestimarían la posición futura de los nuevos grupos que han entrado en funcionamiento en 2004-2005 y se ignora la incorporación de potencia en 2005 y 2006 (como ejemplo, la potencia de la que dispondrá GAS NATURAL a finales de 2006 será 3,5 veces la que disponía a principios de 2004).

Por estas razones es necesario realizar un análisis de concentración basado en la capacidad de generación de los agentes. A este fin se ha considerado la potencia disponible, correspondiente a un escenario de hidraulicidad medio, que es más relevante para valorar la concentración en el medio-largo plazo, y a las incorporaciones de nuevas centrales según las previsiones existentes hasta final de 2006 (se trata esencialmente de centrales cuya construcción está en curso). No se ha considerado adecuado extender el horizonte más allá del 2006, porque la incertidumbre sobre los planes de los agentes es demasiado elevada y los compromisos de construcción de nuevas centrales no pueden considerarse como firmes.

Además, la consideración de las cuotas en potencia disponible es especialmente apropiada para un análisis de tipo ex ante sobre el potencial de poder de mercado, como la que se está realizando en este informe. A diferencia de la producción de energía, la

potencia es una variable estructural y por tanto invariable con respecto al comportamiento, estratégico o no, de cada empresa.

Las cuotas de mercado en potencia disponible y los índices de concentración correspondientes a la situación actual en 2005, bajo los dos escenarios de mercado considerados, se muestran en los cuadros siguientes.

Cuadro 90 Indicadores de concentración del mercado eléctrico mayorista (potencia disponible en 2005 de las centrales del Régimen Ordinario, sin considerar importaciones)

Situación actual	
ENDESA	31,4%
GAS NATURAL	4,4%
HIDROCANTABRICO	5,4%
IBERDROLA	35,7%
UNION FENOSA	14,1%
VIESGO	4,2%
OTROS	4,8%
C1	
C1	35,7%
C2	67,1%
C3	81,2%
C4	86,6%
HHI	2.530

Fuente: CNE

Cuadro 91 Indicadores de concentración del mercado eléctrico mayorista (potencia disponible en 2005 de las centrales del Régimen Ordinario, Régimen Especial y energía importada)

Situación actual	
ENDESA	27,0%
GAS NATURAL	3,8%
HIDROCANTABRICO	4,6%
IBERDROLA	31,4%
UNION FENOSA	12,0%
VIESGO	3,7%
OTROS	4,4%
RESTO REGIMEN ESPECIAL	9,1%
IMPORTACIONES	3,9%
C1	
C1	31,4%
C2	58,4%
C3	70,5%
C4	75,1%
HHI	1.923

Fuente: CNE

Debido a la entrada en funcionamiento de nuevas centrales en 2006, especialmente del grupo GAS NATURAL, se valora como más apropiado realizar el análisis del impacto de la operación utilizando los datos de potencia disponible de 2006. Considerando el primer escenario (régimen ordinario), el Cuadro 92 muestra que, como resultado de la operación, el grupo resultante se convertiría en el primer agente, con una cuota de mercado del 34,9%, casi igual a la del segundo agente, IBERDROLA, con el 34%. Se registraría por tanto un impacto insignificante sobre C1, y aumentarían todos los otros indicadores. En particular el HHI se vería incrementado en 331 puntos, pasando de 2272 a 2603.

Cuadro 92 Impacto de la operación sobre la concentración en el mercado eléctrico mayorista (potencia disponible en 2006 de las centrales del Régimen Ordinario, sin considerar importaciones)

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	29,3%	ENDESA + GAS NATURAL	34,9%
GAS NATURAL	5,7%	HIDROCANTABRICO	4,9%
HIDROCANTABRICO	4,9%	IBERDROLA	34,0%
IBERDROLA	34,0%	UNION FENOSA	13,3%
UNION FENOSA	13,3%	VIESGO	3,8%
VIESGO	3,8%	OTROS	9,1%
OTROS	9,1%		
Indicadores de concentración			
C1	34,0%	C1	34,9%
C2	63,2%	C2	68,9%
C3	76,6%	C3	82,2%
C4	82,2%	C4	87,1%
HHI	2.272	HHI	2.603

Fuente: CNE

El impacto de la operación considerando el segundo escenario (con régimen especial e importaciones) se recoge en el Cuadro 93. De forma parecida al caso anterior, el impacto sobre el valor de C1 es nulo, puesto que IBERDROLA se mantiene como el primer agente, con una cuota del 30,3%, pero con muy poca distancia del nuevo grupo, que tendría una cuota del 30,2%. Todos los otros indicadores de concentración se verían incrementados y, en particular, el HHI aumentaría en 245 puntos, pasando de 1763 a 2008.

Cuadro 93 Impacto de la operación sobre la concentración en el mercado eléctrico mayorista (Potencia disponible en 2006 de las centrales del Régimen Ordinario, Régimen Especial y agentes externos)

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	25,3%	ENDESA + GAS NATURAL	30,2%
GAS NATURAL	4,8%	HIDROCANTABRICO	4,2%
HIDROCANTABRICO	4,2%	IBERDROLA	30,3%
IBERDROLA	30,3%	UNION FENOSA	11,5%
UNION FENOSA	11,5%	VIESGO	3,5%
VIESGO	3,5%	OTROS	8,2%
OTROS	8,2%	RESTO REGIMEN ESPECIAL	8,6%
RESTO REGIMEN ESPECIAL	8,6%	IMPORTACIONES	3,5%
IMPORTACIONES	3,5%		
C1	30,3%	C1	30,3%
C2	55,6%	C2	60,5%
C3	67,1%	C3	72,0%
C4	72,0%	C4	76,2%
HHI	1.763	HHI	2.008

Fuente: CNE

Se puede por tanto concluir que, tomando como punto de partida la potencia disponible en 2006, la operación propuesta implicaría un aumento significativo de la concentración, con una variación del HHI que se sitúa entre 245 y 331 puntos, tanto si se consideran únicamente las centrales del régimen ordinario, como si se hace referencia al ámbito más amplio que incluye también el régimen especial y las importaciones.

El análisis comparativo en términos de cuotas de potencia disponible total puede aportar una información incorrecta sobre la capacidad de las empresas de afectar los precios. Como se ha explicado en la sección anterior sobre los distintos tipos de tecnologías de generación, no todas las centrales tienen la flexibilidad suficiente de arranque y parada que permita una utilización estratégica rentable. Desde la perspectiva de valorar el poder

de mercado potencial, no tiene sentido considerar de la misma forma centrales muy flexibles, como por ejemplo las de fuel-gas, y centrales inflexibles como las nucleares y las hidráulicas fluyentes. Por tanto, se ha considerado también el impacto de la operación sobre las cuotas de mercado en potencia disponible retirable, para la cual pueden existir incentivos a ejercer poder de mercado.

Puesto que el concepto de retirabilidad es matizable según las circunstancias a las que se enfrenta una empresa, se han considerado varias hipótesis alternativas para la definición del grupo de centrales retirables, y en concreto las siguientes: (1) centrales de carbón y ciclos combinados; (2) centrales de carbón, fuel y ciclos combinados; y (3) centrales de carbón, fuel, hidráulicas modulables y ciclos combinados. En cualquier caso, bajo todas las hipótesis contempladas, se puede concluir que la operación induciría un aumento importante de la concentración en potencia retirable, aumento generalmente superior al que se observa en la potencia disponible en 2006. En efecto, de los cuadros siguientes se desprende que la variación del HHI sería compresa entre 357, en la tercera hipótesis, y 537, en la primera.

Cuadro 94 Impacto de la operación sobre la concentración en el mercado eléctrico mayorista (hipótesis de potencia retirable como suma de centrales de carbón y ciclos combinados en 2006)

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	26,4%	ENDESA + GAS NATURAL	36,6%
IBERDROLA	22,1%	IBERDROLA	22,1%
UNION FENOSA	14,6%	UNION FENOSA	14,6%
GAS NATURAL	10,2%	HIDROCANTABRICO	7,2%
HIDROCANTABRICO	7,2%	VIESGO	3,3%
VIESGO	3,3%	OTROS	16,2%
OTROS	16,2%		
C1	26,4%	C1	36,6%
C2	48,6%	C2	58,7%
C3	63,2%	C3	73,3%
C4	73,3%	C4	80,5%
HHI	1.610	HHI	2.147

Fuente: CNE

Cuadro 95 Impacto de la operación sobre la concentración en el mercado eléctrico mayorista (hipótesis de potencia retirable como suma de centrales de carbón, fuel y ciclos combinados en 2006)

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	26,7%	ENDESA + GAS NATURAL	35,2%
IBERDROLA	25,7%	IBERDROLA	25,7%
UNION FENOSA	14,5%	UNION FENOSA	14,5%
GAS NATURAL	8,5%	HIDROCANTABRICO	6,0%
HIDROCANTABRICO	6,0%	VIESGO	5,0%
VIESGO	5,0%	OTROS	13,6%
OTROS	13,6%		
C1	26,7%	C1	35,2%
C2	52,3%	C2	60,8%
C3	66,9%	C3	75,4%
C4	75,4%	C4	81,4%
HHI	1.745	HHI	2.198

Fuente: CNE

Cuadro 96 Impacto de la operación sobre la concentración en el mercado eléctrico mayorista (hipótesis de potencia retirable como suma de centrales de carbón, fuel, centrales hidráulicas modulables y ciclos combinados en 2006)

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	32,1%	ENDESA + GAS NATURAL	32,4%
IBERDROLA	25,3%	IBERDROLA	32,1%
UNION FENOSA	14,0%	UNION FENOSA	14,0%
GAS NATURAL	7,1%	HIDROCANTABRICO	5,5%
HIDROCANTABRICO	5,5%	VIESGO	4,7%
VIESGO	4,7%	OTROS	11,3%
OTROS	11,3%		
C1	32,1%	C1	32,4%
C2	57,4%	C2	64,5%
C3	71,4%	C3	78,5%
C4	78,5%	C4	84,0%
HHI	1.992	HHI	2.349

Fuente: CNE

En conclusión, el análisis de los indicadores de concentración indica que la operación propuesta comportaría un aumento significativo de la concentración en el mercado de generación eléctrica. Este resultado se obtiene al considerar tanto cuotas de energía como cuotas de potencia disponible, y es especialmente acusado si el análisis se restringe a la potencia retirable, que es la más relevante para establecer el incentivo económico a la retirada estratégica de centrales con el fin de alterar los precios de mercado.

Índices “pivote”

La relación entre demanda y potencia disponible en un periodo dado es un determinante fundamental del grado de competencia en el mercado. En situaciones de márgenes de cobertura elevados la presión competitiva inducirá a las empresas a realizar ofertas iguales a su coste marginal. Por otra parte, en situaciones de márgenes de cobertura estrechos, en las que la presión competitiva es menor, las empresas tendrán un incentivo a ejercer poder de mercado dependiendo de su tamaño y *mix* tecnológico y de la reacción de sus competidores.

En esta sección se realiza un análisis de la posición de cada agente de cara a la cobertura de la demanda, que constituye una calificación necesaria del análisis de concentración realizado en la sección anterior.

Se ha calculado la demanda residual de cada agente *i* en cada hora o índice “pivote” de la siguiente manera:

Demanda residual para el agente *i* = Demanda total – Potencia relevante de todas las empresas *n-i*

Si en una determinada hora la demanda residual resulta ser positiva, la potencia del agente *i* en esa hora es crítica, es decir el agente es “pivote” para cubrir la demanda. Es importante subrayar que esta situación indicaría una facilidad potencial extrema de ejercer poder de mercado sin que ello implique que no pueda ejercerse poder de mercado en

otras condiciones. Este depende, entre otros factores, de la elasticidad de la demanda residual, que a su vez depende del tamaño y *mix* de producción de los competidores, así como de su propio *mix* de producción y de restricciones externas al comportamiento estratégico, por ejemplo el temor a la intervención del regulador y/o la amenaza de nuevas entradas que un aumento sostenido de precios pueda inducir.

De cara al cálculo de los índices “pivote” se ha estimado la potencia disponible esperable en una situación de hidraulicidad media, diferenciada por meses dentro del año y se ha considerado una producción media del régimen especial y un programa de mantenimiento de unidades orientado a uniformizar el margen de reserva a lo largo del año. El hecho de haber considerado, en todas las horas de un mes, la potencia disponible hidráulica, puede suponer una sobrestimación de la potencia efectivamente disponible, dado que ésta no podría utilizarse más que en unas pocas horas, debiendo considerarse los resultados una estimación inferior, pero cercana, de la pivotalidad real existente. Por otra parte, en situaciones de hidraulicidad seca o falta de viento, los resultados de pivotalidad apuntados crecerían exponencialmente.

En el Cuadro 97 se muestran los porcentajes de las horas en las que los índices de pivotalidad de cada agente son positivos en la situación actual, considerando los datos de potencia disponible de 2005. En este contexto, a nivel global, se obtiene que, durante el 22,1% de las horas del año, existe al menos un operador con demanda residual positiva. Se trata de ENDESA, que se encuentra en esta situación el 14,6% de las horas, y de IBERDROLA, que lo es durante el 20,9%. Ninguna otra empresa del mercado tiene esta capacidad. La comparación del total (22,1%) con los porcentajes de cada empresa sugiere además la siguiente consideración: existen alrededor de un 8% de horas (resultante de restar 14,6% de 22,1%) durante las cuales solo un agente es imprescindible para el suministro de la demanda, en el 1,2% de las horas se trata de ENDESA (resultante de restar 20,9% de 22,1%) y en el 6,3% de IBERDROLA (resultante de restar 14,6% de 20,9%).

La operación propuesta tiene un impacto relevante sobre los índices “pivote”. Ante todo, el porcentaje de horas en el cual existe al menos un operador con demanda residual positiva

aumenta desde el 22,1% al 31,6%. En segundo lugar, aumenta del 8% al 10,7% el porcentaje de horas durante las cuales existe un único agente indispensable para el suministro de la demanda: en el 9,4% de las horas se trata de GAS NATURAL-ENDESA y en el restante 1,3% se trata de IBERDROLA. Por tanto, la operación invierte el orden de pivotalidad actual, al convertirse el nuevo grupo en el principal operador “pivote” en lugar de IBERDROLA.

Cuadro 97. Porcentaje de horas en que distintos agentes son “pivote” (datos de potencia disponible para 2005) sin y con la operación propuesta

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	14,6%	ENDESA + GAS NATURAL	30,3%
HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
IBERDROLA	20,9%	IBERDROLA	20,9%
UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	22,1%	TOTAL	31,6%

Fuente: CNE

La relevancia de la situación de pivotalidad para el grado de competencia potencial en el sistema se entiende mejor si los índices anteriores se miden con respecto a los días. En efecto, es suficiente que exista una hora en un día durante la cual una empresa tiene la condición de “pivote” para alterar potencialmente la dinámica competitiva de todo el día, dado que los generadores térmicos participan en un mercado horario pero con estrategia de funcionamiento, al menos, de ciclo diario. En el Cuadro 98 se muestran los índices diarios de pivotalidad que corresponden a los índices horarios del cuadro anterior. Así, por ejemplo, la existencia de un 22,1% de horas con demanda residual positiva afecta el 63,6% de los días en un año. El análisis comparativo entre la situación antes y después de la operación propuesta conlleva los mismos resultados con índices horarios y diarios.

Cuadro 98. Porcentaje de días en que distintos agentes son “pivote” (datos de potencia disponible para 2005) sin y con la operación propuesta

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	58,6%	ENDESA + GAS NATURAL	69,3%
HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
IBERDROLA	62,5%	IBERDROLA	62,5%
UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	63,6%	TOTAL	70,1%

Fuente: CNE

Los índices anteriores se han calculado teniendo en cuenta toda la potencia disponible de los agentes. Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, es la potencia retirable la que confiere la capacidad y los incentivos económicos a ejercer poder de mercado. Cabe por tanto realizar el análisis de pivotalidad descontando de la demanda total toda la potencia que tiene la característica de no retirabilidad. A este fin, y de forma coherente con el análisis presentado en secciones previas, no se ha considerado la potencia de nuclear e hidráulica fluyente.

Como es lógico esperar, el Cuadro 99 indica una reducción en la magnitud del problema de pivotalidad existente, puesto que se considera que las empresas solo disponen de la potencia retirable para actuar de forma estratégica. Por otra parte, el análisis comparativo de la situación antes y después de la operación revela un impacto negativo mayor, puesto que, en términos relativos, el aumento del porcentaje de horas/días con pivotalidad es mayor si se considera la potencia retirable en lugar de la potencia disponible.

Cuadro 99. Porcentaje de horas en que distintos agentes son “pivote” (datos de potencia retirable para 2005) sin y con la operación propuesta

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	1,0%	ENDESA + GAS NATURAL	3,0%
HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
IBERDROLA	1,5%	IBERDROLA	1,5%
UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	1,5%	TOTAL	3,1%

Fuente: CNE

Cuadro 100 Porcentaje de días en que distintos agentes son “pivote” (datos de potencia retirable para 2005) sin y con la operación propuesta

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	3,3%	ENDESA + GAS NATURAL	14,0%
HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
IBERDROLA	8,8%	IBERDROLA	8,8%
UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	8,8%	TOTAL	16,2%

Fuente: CNE

En resumen, este análisis indica que, *ceteris paribus* y a partir de datos de potencia retirable y demanda de 2005, la operación duplicaría el porcentaje de horas y días en las que por lo menos un agente es indispensable para suministrar la demanda. Además, el nuevo grupo pasaría a tener una condición, que en la actualidad no tiene, de operador “pivote” único, durante alrededor del 1,5% de las horas y 6,8% de los días. Correspondientemente, la pivotalidad de IBERDROLA se reduciría al 2,2% de las horas.

El mismo análisis de pivotalidad se ha realizado también sobre los datos de potencia disponible y de demanda de 2006, con el fin de tener en cuenta la entrada en funcionamiento de 6360 MW de nueva potencia del régimen ordinario y especial. En consecuencia, el margen de cobertura de la demanda en 2006 es significativamente más alto que en años anteriores. Como se ha comentado previamente, es muy probable que esta situación refleje el incentivo de las empresas a adelantar planes de inversión y/o no

cerrar centrales obsoletas con el objetivo de recibir los derechos de emisión contemplados en el PNA para el periodo 2005-2007. Por otra parte, no se considera realista esperar que el margen de cobertura se mantuviera en este nivel en el medio largo plazo. El año 2006 se configuraría por tanto como un año de cobertura de la demanda especialmente holgada, que debería incentivar un funcionamiento competitivo del mercado. Los resultados del análisis de pivotalidad para 2006, que se ilustran en los cuadros siguientes confirman esta conclusión. La principal diferencia con respecto al 2005, es que el número de las situaciones de pivotalidad es inferior, implicando un menor potencial para el ejercicio del poder de mercado. En términos de potencia disponible las horas en que al menos un agente es pivotal representan el 4,5% del total, contra el 22,1% en 2005. En términos de potencia retirable, las situaciones de pivotalidad se limitan al 0,3% de las horas, contra el 1,5% en 2005.

Cuadro 101. Porcentaje de horas en que distintos agentes son “pivote” (datos de potencia disponible para 2006) sin y con la operación propuesta

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	1,7%	ENDESA + GAS NATURAL	8,1%
HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
IBERDROLA	4,1%	IBERDROLA	4,1%
UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	4,5%	TOTAL	8,8%

Fuente: CNE

Cuadro 102. Porcentaje de días en que distintos agentes son “pivote” (datos de potencia disponible para 2006) sin y con la operación propuesta

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	7,9%	ENDESA + GAS NATURAL	47,9%
HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
IBERDROLA	23,0%	IBERDROLA	23,0%
UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	25,5%	TOTAL	49,0%

Fuente: CNE

Cuadro 103. Porcentaje de horas en que distintos agentes son “pivote” (datos de potencia retirable para 2006) sin y con la operación propuesta

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	0,1%	ENDESA + GAS NATURAL	0,7%
HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
IBERDROLA	0,3%	IBERDROLA	0,3%
UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	0,3%	TOTAL	0,7%

Fuente: CNE

Cuadro 104. Porcentaje de días en que distintos agentes son “pivote” (datos de potencia disponible para 2006) sin y con la operación propuesta

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	1,4%	ENDESA + GAS NATURAL	3,3%
HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
IBERDROLA	2,5%	IBERDROLA	2,5%
UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	2,5%	TOTAL	3,3%

Fuente: CNE

Como conclusiones del análisis de pivotalidad cabe destacar las siguientes:

- Dado un margen de cobertura de la demanda similar al que existe en 2005, y que representa una previsión razonable para el medio-largo plazo, se estima la existencia de un alto porcentaje de horas/días en los cuales por lo menos un generador (mayormente IBERDROLA, pero también ENDESA) tiene una demanda residual positiva que le permite en principio fijar precios como un monopolista. Este porcentaje aumentaría de forma significativa como resultado de la operación, aún considerando sólo la potencia retirable. Además, el nuevo grupo se convertiría en el principal operador “pivote”.

- Dado un margen de cobertura de la demanda cercano al que se prevé para el 2006, un margen especialmente elevado que no sería razonable esperar para el medio-largo plazo, se prevé un bajo porcentaje de horas/días en los cuales un al menos un generador sería indispensable para suministrar la demanda. La operación propuesta causaría un aumento significativo de este porcentaje, aún cuando este sería generalmente inferior a la situación sin fusión del año 2005, pasando además el nuevo grupo a ser el principal operador “pivote”.

8.1.2.2.5 Análisis complementario

Análisis zonal

En la operación técnica del sistema eléctrico español se producen con frecuencia situaciones donde las restricciones técnicas imponen alteraciones en el despacho económico de la generación, debido a problemas técnicos locales o zonales como pueden ser una limitación a la evacuación de energía en una zona, o la necesidad de acoplar un generador por problemas locales de control de tensión. En estas situaciones las empresas generadoras ubicadas en estas zonas pueden disponer de una posición de dominio, que, de ser explotada, daría lugar a una elevación artificial del precio del mercado.

La operación propuesta aumenta la concentración fundamentalmente en dos áreas en las que se producen despachos de unidades por restricciones técnicas, con cierta frecuencia, que son las zonas de Cataluña y de Andalucía. La necesidad de programación de potencia en dichas zonas afecta a la delimitación del mercado relevante: el área en la cual se produce la rivalidad entre empresas se ve, en los momentos en que se producen restricciones, reducida y localizada a la zona geográfica donde aparecen las restricciones.

La normativa actual establece que los agentes que participan en la resolución de una restricción son retribuidos en función de la oferta que presentan y no en función del precio de mercado. En la mayoría de las zonas con restricciones técnicas existen empresas con posición de dominio, e incluso de monopolio, que no tienen incentivos a realizar ofertas competitivas. De hecho, esta Comisión ha denunciado ante el Servicio de Defensa de la Competencia numerosas prácticas en este sentido, que comprenden, entre otras, a las empresas objeto de la operación de concentración analizada.

En los cuadros siguientes se muestra la situación de las principales zonas con restricciones técnicas, antes y después de la operación sin desinversiones. Sobre esta base puede concluirse que la operación refuerza extraordinariamente la posición de dominio de ENDESA en Cataluña y también, aunque en menor medida, en Andalucía.

Cuadro 105 Impacto de la operación sobre la zona de Cataluña (potencia de centrales térmicas 2005-2006)

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	68%	ENDESA + GAS NATURAL	81%
GAS NATURAL	13%	IBERDROLA	7%
IBERDROLA	7%	RWE	7%
RWE	7%	VIESGO	5%
VIESGO	5%		
C1	68%	C1	81%
C2	81%	C2	88%
C3	88%	C3	95%
C4	95%	C4	100%
HHI	4.963	HHI	6.754

Fuente: CNE

Cuadro 106 Impacto de la operación sobre la zona de Andalucía (potencia de centrales térmicas 2005-2006)

Situación actual		Operación sin desinversiones	
ENDESA	37%	ENDESA + GAS NATURAL	42%
UNIÓN FENOSA	20%	UNIÓN FENOSA	20%
IBERDROLA	20%	IBERDROLA	20%
VIESGO	13%	VIESGO	13%
CEPSA	5%	CEPSA	5%
GAS NATURAL	5%		
C1	37%	C1	42%
C2	57%	C2	62%
C3	77%	C3	82%
C4	90%	C4	95%
HHI	2.369	HHI	2.735

Fuente: CNE

20 de diciembre de 2005

Servicios complementarios

Aunque su relevancia, en términos de su contribución al precio final pagado por el consumidor de energía eléctrica, es muy inferior al de la energía propiamente dicha, negociada en el mercado mayorista, cabe analizar también el impacto de la operación en la prestación de los servicios complementarios.

De entre todos los servicios complementarios, a efectos de un análisis de competencia, únicamente cabe referirse a aquellos que se prestan en condiciones de mercado, dejando al margen los no retribuidos o los que tienen retribuciones regulatoriamente establecidas. Por lo tanto el análisis se va a centrar exclusivamente en la prestación de servicios de regulación de potencia, entre los que podemos distinguir el servicio de regulación secundaria y el servicio de regulación terciaria, al que se puede sumar el proceso de gestión de desvíos.

Esta clasificación de los servicios de regulación obedece a que, debido a las características técnicas necesarias para prestar cada uno de ellos, la oferta disponible en cada uno de estos sub-mercados es diferente, presentando, asimismo, niveles de concentración distintos.

Cabe recordar que los servicios complementarios son servicios necesarios para el funcionamiento del sistema que, en general, son prestados por los generadores, de manera que la operación de concentración analizada impactará, sin lugar a duda también en estos sub-mercados

Este análisis pretende evaluar si los efectos de la integración resultan similares, más o menos intensos que los analizados para el mercado mayorista de energía, de cara a proponer, en su caso, medidas específicas que los neutralicen.

En este caso se ha optado por presentar el análisis empleando únicamente cuotas históricas de prestación de servicios de regulación, y no cuotas en potencia futuras, como en el caso del mercado mayorista, debido a la complejidad del análisis de la oferta de este

tipo de servicios ya que, como se verá, los resultados obtenidos no recomiendan mayor profundidad de análisis.

En primer lugar cabe destacar que, incluso más que en el caso de la producción de energía, la disponibilidad de oferta de regulación se ve influenciada por las condiciones de hidraulicidad, debido a las especiales condiciones de las centrales hidráulicas modulables para prestar este tipo de servicios. Por este motivo se ha optado por presentar los niveles de concentración en una serie de años, no centrandolo exclusivamente en el último año, por tratarse de un período particularmente seco. En particular tiene especial sentido el análisis histórico para evaluar la posición de Iberdrola en este tipo de servicios, que puede considerarse significativamente superior a la que reflejan los datos del último año.

Cuadro 107 Evolución histórica de las cuotas en la oferta de servicios de regulación secundaria

	2001	2002	2003	2004	Sep 04 - Ago 05
ENDESA	45,4%	43,4%	46,6%	44,7%	40,0%
GAS NATURAL		0,0%	0,1%	1,6%	3,5%
HIDROCANTABRICO	4,4%	6,4%	5,9%	6,0%	8,7%
IBERDROLA	44,1%	42,1%	31,1%	34,1%	28,8%
UNION FENOSA	4,4%	6,5%	13,6%	12,1%	16,1%
VIESGO	1,7%	1,6%	2,6%	1,4%	2,9%
Concentración					
C1	45,4%	43,4%	46,6%	44,7%	40,0%
C2	89,5%	85,5%	77,8%	78,8%	68,8%
C3	93,9%	92,0%	91,3%	91,0%	84,9%
C4	98,3%	98,4%	97,3%	97,0%	93,6%
HHI	4.045	3.742	3.370	3.351	2.787

Fuente: CNE

Cuadro 108 Impacto de la operación sobre la oferta de servicios de regulación secundaria

	2001	2002	2003	2004	Sep 04 - Ago 05
ENDESA + GAS NATURAL	45,4%	43,4%	46,8%	46,4%	43,6%
HIDROCANTABRICO	4,4%	6,4%	5,9%	6,0%	8,7%
IBERDROLA	44,1%	42,1%	31,1%	34,1%	28,8%
UNION FENOSA	4,4%	6,5%	13,6%	12,1%	16,1%
VIESGO	1,7%	1,6%	2,6%	1,4%	2,9%
C1	45,4%	43,4%	46,8%	46,4%	43,6%
C2	89,5%	85,5%	77,9%	80,4%	72,3%
C3	93,9%	92,0%	91,5%	92,6%	88,5%
C4	98,3%	98,4%	97,4%	98,6%	97,1%
HHI	4.045	3.742	3.382	3.496	3.070

Fuente: CNE

Cuadro 109 Evolución histórica de las cuotas en la oferta de servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos

	2001	2002	2003	2004	Sep 04 - Ago 05
ENDESA	34,7%	34,7%	37,6%	30,8%	29,6%
GAS NATURAL	0,0%	0,3%	2,7%	3,7%	4,3%
HIDROCANTABRICO	7,1%	6,1%	6,3%	6,8%	4,4%
IBERDROLA	40,7%	40,3%	33,3%	35,6%	36,2%
UNION FENOSA	11,5%	12,0%	13,6%	12,9%	15,1%
VIESGO	5,9%	6,5%	6,3%	9,0%	7,8%
OTROS	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%	2,6%
C1	40,7%	40,3%	37,6%	35,6%	36,2%
C2	75,4%	75,0%	75,3%	66,4%	65,8%
C3	86,9%	87,0%	88,9%	79,2%	80,9%
C4	94,0%	93,1%	95,2%	86,0%	85,3%
HHI	3.080	3.053	2.800	2.520	2.516

Fuente: CNE

Cuadro 110 Impacto de la operación sobre la oferta de servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos

	2001	2002	2003	2004	Sep 04 - Ago 05
ENDESA + GAS NATURAL	34,7%	35,0%	40,3%	34,5%	34,0%
HIDROCANTABRICO	7,1%	6,1%	6,3%	6,8%	4,4%
IBERDROLA	40,7%	40,3%	33,3%	35,6%	36,2%
UNION FENOSA	11,5%	12,0%	13,6%	12,9%	15,1%
VIESGO	5,9%	6,5%	6,3%	9,0%	7,8%
OTROS	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%	2,6%
Índice de Concentración					
C1	40,7%	40,3%	40,3%	35,6%	36,2%
C2	75,4%	75,3%	73,7%	70,0%	70,1%
C3	86,9%	87,3%	87,3%	82,9%	85,2%
C4	94,0%	93,8%	93,6%	91,9%	93,0%
HHI	3.080	3.074	3.005	2.746	2.772

Fuente: CNE

8.1.2.2.6 Análisis de escenarios alternativos de desinversión

Los análisis anteriores evidencian que la operación, sin tener cuenta desinversiones, tiene generalmente un impacto negativo sobre el grado de competencia potencial en el mercado de generación. Cabe por tanto valorar si este impacto negativo se pudiera anular mediante un plan de desinversión, no necesariamente coincidente con el plan propuesto por GAS NATURAL.

En lo que concierne el posible comprador, se han planteado los siguientes escenarios alternativos:

- Venta al segundo operador, IBERDROLA
- Venta al tercer operador, UNIÓN FENOSA
- Venta al cuarto operador, HIDROCANTÄBRICO
- Venta a un nuevo entrante

El análisis de estos casos no pretende comprender de forma exhaustiva todos los posibles actores que podrían adquirir los activos de generación, sino tan solo estudiar unos escenarios hipotéticos, pero especialmente representativos, que permitan reflejar todas las otras posibles alternativas de cesión como combinaciones de estos mismos

escenarios. En particular, el impacto de una venta a un operador existente de tamaño inferior al de HIDROCANTÁBRICO puede considerarse como un escenario intermedio entre la venta a este y a un nuevo entrante.

En lo referente al volumen de los activos a desinvertir, se han considerado las siguientes opciones, todas ellas basadas en volúmenes contemplados en el plan de desinversiones de GAS NATURAL:

- Venta de aproximadamente 3100 MW, según el plan propuesto por GAS NATURAL
- Venta adicional de 1200 MW de potencia instalada, además de los 3100 MW propuestos por GAS NATURAL. Este escenario equivaldría a intercambiar la propuesta de desinversión de proyectos futuros (incierto) de GAS NATURAL por una desinversión de potencia ya instalada o en construcción (cierta).
- Venta adicional de 4000 MW de potencia instalada además de los 3100 MW propuestos por GAS NATURAL. Este escenario sería equivalente a desinvertir en España la misma cantidad de potencia que GAS NATURAL propone ceder en otros mercados europeos.

A continuación se presentan los resultados del análisis de concentración y de pivotalidad para cada uno de los escenarios cruzados resultantes, comparando los mismos con la situación actual.

Como se desprende de los cuadros siguientes, el análisis de concentración indica que toda operación que implique la venta de, como mínimo, 3100 MW, a IBERDROLA y UNIÓN FENOSA resultaría en un aumento de la concentración por encima de los valores previstos para 2006 sin ninguna operación. Sin embargo, la venta a un operador más pequeño o a un nuevo entrante tendería a mantener el grado de concentración existente si el plan de desinversión coincidiera con la propuesta de GAS NATURAL. Si la cesión de activos fuera superior, bajo los escenarios postulados de ventas adicionales de 1200MW y 400MW, se observaría una reducción del HHI de más de 200 puntos en el mejor de los casos.

Cuadro 111. Análisis comparativo de los indicadores de concentración bajo escenarios alternativos de desinversión (potencia disponible del régimen ordinario en 2006)

ESCENARIO 2006		Situación actual		Operación sin desinversiones	
REGIMEN ORDINARIO		C1	34,0%	C1	34,9%
		C2	63,2%	C2	68,9%
		C3	76,6%	C3	82,2%
		C4	82,2%	C4	87,1%
		HHI	2.272	HHI	2.603

Opciones de venta	Propuesta		Propuesta + 1200 MW		Propuesta + 4000 MW	
Venta al segundo comprador IBERDROLA	C1	40,1%	C1	42,6%	C1	48,2%
	C2	68,9%	C2	68,9%	C2	68,9%
	C3	82,2%	C3	82,2%	C3	82,2%
	C4	87,1%	C4	87,1%	C4	87,1%
	HHI	2.668	HHI	2.734	HHI	2.981
Venta al tercer operador UNION FENOSA	C1	34,0%	C1	34,0%	C1	34,0%
	C2	62,7%	C2	60,3%	C2	61,5%
	C3	82,2%	C3	82,2%	C3	82,2%
	C4	87,1%	C4	87,1%	C4	87,1%
	HHI	2.413	HHI	2.379	HHI	2.393
Venta al cuarto operador HIDROCANTABRICO	C1	34,0%	C1	34,0%	C1	34,0%
	C2	62,7%	C2	60,3%	C2	54,7%
	C3	76,0%	C3	73,8%	C3	73,8%
	C4	87,1%	C4	87,1%	C4	87,1%
	HHI	2.308	HHI	2.234	HHI	2.153
Venta a un nuevo entrante	C1	34,0%	C1	34,0%	C1	34,0%
	C2	62,7%	C2	60,3%	C2	54,7%
	C3	76,0%	C3	73,6%	C3	68,9%
	C4	82,2%	C4	82,2%	C4	82,2%
	HHI	2.248	HHI	2.150	HHI	2.014

Fuente: CNE

Cuadro 112 Análisis comparativo de los indicadores de concentración bajo escenarios alternativos de desinversión (potencia disponible de los regimenes ordinario, especial e importaciones en 2006)

ESCENARIO 2006
R.O. + R.E. + INTERCONEX

Situación actual		Operación sin desinversiones	
C1	30,3%	C1	30,3%
C2	55,6%	C2	60,5%
C3	67,1%	C3	72,0%
C4	72,0%	C4	76,2%
HHI	1.763	HHI	2.008

Opciones de venta	Propuesta		Propuesta + 1200 MW		Propuesta + 4000 MW	
Venta al segundo comprador IBERDROLA	C1	35,5%	C1	37,6%	C1	42,4%
	C2	60,5%	C2	60,5%	C2	60,5%
	C3	72,0%	C3	72,0%	C3	72,0%
	C4	76,2%	C4	76,2%	C4	76,2%
	HHI	2.064	HHI	2.116	HHI	2.302
Venta al tercer operador UNION FENOSA	C1	30,3%	C1	30,3%	C1	30,3%
	C2	55,2%	C2	53,2%	C2	53,9%
	C3	72,0%	C3	72,0%	C3	72,0%
	C4	76,2%	C4	76,2%	C4	76,2%
	HHI	1.867	HHI	1.842	HHI	1.849
Venta al cuarto operador HIDROCANTABRICO	C1	30,3%	C1	30,3%	C1	30,3%
	C2	55,2%	C2	53,2%	C2	48,4%
	C3	66,7%	C3	64,7%	C3	64,7%
	C4	76,2%	C4	76,2%	C4	76,2%
	HHI	1.791	HHI	1.736	HHI	1.673
Venta a un nuevo entrante	C1	30,3%	C1	30,3%	C1	30,3%
	C2	55,2%	C2	53,2%	C2	48,4%
	C3	66,7%	C3	64,7%	C3	60,5%
	C4	72,0%	C4	72,0%	C4	72,0%
	HHI	1.747	HHI	1.675	HHI	1.571

Fuente: CNE

Cuadro 113 Análisis comparativo de los indicadores de concentración bajo escenarios alternativos de desinversión (potencia retirable en 2006)

ESCENARIO 2006		Situación actual		Operación sin desinversiones	
CARBÓN + CICLOS + FUEL + HIDRAULICA		C1	32,1%	C1	32,4%
		C2	57,4%	C2	64,5%
		C3	71,4%	C3	78,5%
		C4	78,5%	C4	84,0%
		HHI	1.992	HHI	2.349

Opciones de venta	Propuesta		Propuesta + 1200 MW		Propuesta + 4000 MW	
Venta al segundo comprador IBERDROLA	C1	39,8%	C1	42,8%	C1	49,9%
	C2	64,5%	C2	64,5%	C2	64,5%
	C3	78,5%	C3	78,5%	C3	78,5%
	C4	84,0%	C4	84,0%	C4	84,0%
	HHI	2.464	HHI	2.573	HHI	2.969
Venta al tercer operador UNION FENOSA	C1	32,1%	C1	32,1%	C1	32,1%
	C2	56,8%	C2	56,9%	C2	63,9%
	C3	78,5%	C3	78,5%	C3	78,5%
	C4	84,0%	C4	84,0%	C4	84,0%
	HHI	2.185	HHI	2.186	HHI	2.328
Venta al cuarto operador HIDROCANTABRICO	C1	32,1%	C1	32,1%	C1	32,1%
	C2	56,8%	C2	53,8%	C2	55,4%
	C3	70,8%	C3	70,0%	C3	70,0%
	C4	84,0%	C4	84,0%	C4	84,0%
	HHI	2.054	HHI	2.004	HHI	2.026
Venta a un nuevo entrante	C1	32,1%	C1	32,1%	C1	32,1%
	C2	56,8%	C2	53,8%	C2	49,9%
	C3	70,8%	C3	67,8%	C3	64,5%
	C4	78,5%	C4	78,5%	C4	78,5%
	HHI	1.969	HHI	1.885	HHI	1.830

Fuente: CNE

El análisis de pivotalidad permite confirmar el de concentración, introduciendo la consideración de cómo se vería afectado el número de horas en el cual existen uno o más operadores con demanda residual positiva.

Los cuadros siguientes indican que, tanto utilizando los datos de potencia retirable de 2005, como los de 2006, el plan de desinversión propuesto a IBERDROLA y cualquier venta adicional a esta empresa aumentarían de forma significativa el número de horas durante las cuales esta empresa tendría la condición de "pivote".

Cuadro 114. Análisis comparativo de los indicadores de pivotalidad horarios bajo escenarios alternativos de desinversión (datos de potencia retirable de 2005)

2005		Situación actual		Operación sin desinversiones	
ÍNDICES DIARIOS POTENCIA RETIRABLE					
		ENDESA	3,3%	ENDESA + GAS NATURAL	14,0%
		HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
		IBERDROLA	8,8%	IBERDROLA	8,8%
		UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
		VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
		TOTAL	8,8%	TOTAL	16,2%

Opciones de venta	Propuesta		Propuesta + 1200 MW		Propuesta + 4000 MW	
Venta al segundo comprador IBERDROLA	ENDESA + GAS NATURAL	3,0%	ENDESA + GAS NATURAL	2,5%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%
	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
	IBERDROLA	42,5%	IBERDROLA	57,8%	IBERDROLA	73,7%
	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
	TOTAL	42,5%	TOTAL	57,8%	TOTAL	73,7%
Venta al tercer operador UNION FENOSA	ENDESA + GAS NATURAL	3,0%	ENDESA + GAS NATURAL	2,5%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%
	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
	IBERDROLA	8,8%	IBERDROLA	8,8%	IBERDROLA	8,8%
	UNION FENOSA	2,7%	UNION FENOSA	3,0%	UNION FENOSA	16,7%
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
	TOTAL	8,8%	TOTAL	8,8%	TOTAL	18,9%
Venta al cuarto operador HIDROCANTABRICO	ENDESA + GAS NATURAL	3,0%	ENDESA + GAS NATURAL	2,5%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%
	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	3,0%
	IBERDROLA	8,8%	IBERDROLA	8,8%	IBERDROLA	8,8%
	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
	TOTAL	8,8%	TOTAL	8,8%	TOTAL	8,8%
Venta a un nuevo entrante	ENDESA + GAS NATURAL	3,0%	ENDESA + GAS NATURAL	2,5%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%
	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
	IBERDROLA	8,8%	IBERDROLA	8,8%	IBERDROLA	8,8%
	INDEPENDIENTE	0,0%	INDEPENDIENTE	0,0%	INDEPENDIENTE	0,8%
	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	8,8%	TOTAL	8,8%	TOTAL	8,8%	

Fuente: CNE

Cuadro 115. Análisis comparativo de los indicadores de pivotalidad diarios bajo escenarios alternativos de desinversión (datos de potencia retirable de 2006).

2006		Situación actual		Operación sin desinversiones	
ÍNDICES DIARIOS POTENCIA RETIRABLE					
	ENDESA	1,4%	ENDESA + GAS NATURAL	3,3%	
	HC	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	
	IBD	2,5%	IBERDROLA	2,5%	
	UEF	0,0%	UNION FENOSA	0,0%	
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	
	TOTAL	2,5%	TOTAL	3,3%	

Opciones de venta	Propuesta		Propuesta + 1200 MW		Propuesta + 4000 MW	
Venta al segundo comprador IBERDROLA	ENDESA + GAS NATURAL	0,5%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%
	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
	IBERDROLA	7,1%	IBERDROLA	13,2%	IBERDROLA	52,3%
	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
	TOTAL	7,1%	TOTAL	13,2%	TOTAL	52,3%
Venta al tercer operador UNION FENOSA	ENDESA + GAS NATURAL	0,5%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%
	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
	IBERDROLA	2,5%	IBERDROLA	2,5%	IBERDROLA	2,5%
	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	3,0%
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
	TOTAL	2,5%	TOTAL	2,5%	TOTAL	3,0%
Venta al cuarto operador HIDROCANTABRICO	ENDESA + GAS NATURAL	0,5%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%
	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
	IBERDROLA	2,5%	IBERDROLA	2,5%	IBERDROLA	2,5%
	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
	TOTAL	2,5%	TOTAL	2,5%	TOTAL	2,5%
Venta a un nuevo entrante	ENDESA + GAS NATURAL	0,5%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%	ENDESA + GAS NATURAL	0,0%
	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%	HIDROCANTABRICO	0,0%
	IBERDROLA	2,5%	IBERDROLA	2,5%	IBERDROLA	2,5%
	INDEPENDIENTE	0,0%	INDEPENDIENTE	0,0%	INDEP	0,0%
	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%	UNION FENOSA	0,0%
	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	2,5%	TOTAL	2,5%	TOTAL	2,5%	

Fuente: CNE

8.1.2.3 Actividad de comercialización de electricidad

8.1.2.3.1 Evolución del mercado minorista de electricidad

La liberalización del mercado minorista de electricidad empezó el 1 de enero de 1998, siendo inicialmente restringida a los consumidores más grandes, que representaban el 28% de la demanda. De forma paulatina, a través de distintos hitos de elegibilidad, la apertura del mercado ha ido extendiéndose. Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores tienen el derecho de elegir su suministrador de electricidad. Dado el marco regulatorio vigente, este derecho implica la existencia de dos opciones de compra para los consumidores: el suministro a tarifa regulada, proporcionado por el distribuidor, y el suministro a precio contractual, libremente negociado con un comercializador.

El crecimiento del mercado libre depende del ejercicio de la capacidad de elección de los consumidores entre estas dos opciones, viéndose por tanto afectado por dos variables fundamentales: por un lado, el precio y las otras condiciones contractuales de las oferta de mercado con respecto al suministro regulado, y por otro los costes de abandonar el sistema regulado, que varían según el tipo de consumidor.

El Cuadro 116 muestra la evolución reciente del mercado minorista libre, tanto en términos de clientes, como en términos de energía vendida. En junio de 2003 tan sólo el 0,2% de los clientes acudió a este mercado, tratándose esencialmente de consumidores industriales. Como consecuencia de la extensión de la elegibilidad a los consumidores domésticos este porcentaje ha crecido de forma importante durante los últimos dos años, alcanzando al 9% en junio de 2005. Correspondientemente, el crecimiento ha sido menos acusado en términos de energía vendida, que ha pasado de representar el 30,3% sobre el total en junio de 2003 al 37,6% en junio de 2005.

Cuadro 116 Porcentaje de consumo en el mercado libre con respecto al mercado total

	jun-03	dic-03	jun-04	dic-04	jun-05
Número de consumidores	0,2%	0,7%	2,9%	5,7%	9,4%
Energía suministrada	30,3%	31,2%	34,1%	35,7%	37,6%

Fuente: CNE

El tamaño del mercado libre no es homogéneo en todo el territorio español. El Cuadro 117 muestra las diferencias entre las distintas zonas de distribución: en las redes de HIDROCANTÁBRICO y VIESGO se registran las menores tasas de salida de los consumidores del sistema regulado, que se sitúan muy por debajo de la media nacional del 9,4% del número total de consumidores y del 37,6% de toda la energía vendida. Las mayores tasas de salida, ligeramente por encima de la media nacional, se observan en las zonas de distribución de IBERDROLA y ENDESA.

Cuadro 117 Tamaño del mercado libre en las principales áreas de distribución de electricidad

	IBERDROLA	ENDESA	UNION FENOSA	VIESGO	HIDROCANTÁBRICO
Número de consumidores	9,8%	11,7%	4,3%	0,9%	2,2%
Energía suministrada	42%	38%	33%	22%	17%

Fuente: CNE

8.1.2.3.2 Comparación con otros países europeos

La apertura del mercado minorista en Europa ha llevado velocidades muy distintas en cada uno de los países miembros. Esto ha producido que determinados países estén más avanzados tanto a nivel regulatorio como estructural para que la competencia efectiva en dichos mercados se produzca de una manera mas transparente (con reglas claras en cuanto a cambios de suministrador) y de una forma no discriminatoria. En el caso español, el grado de apertura total, entendido éste como la libertad de elección de suministrador por cualquier consumidor independientemente de su tamaño, se alcanzó en enero de 2003, es decir 5 años más tarde desde la apertura del mercado mayorista de electricidad.

El grado de apertura real en cada país en el sector eléctrico viene muy condicionado por determinados factores estructurales y regulatorios. Así la insuficiente capacidad de interconexión eléctrica con sus países vecinos hace también insuficiente la competencia transfronteriza, de manera que comercializadores independientes o bien comercializadores que operan en otros países sin poseer generación en el país que pretende vender energía verán muy limitadas las oportunidades de importar energía, reflejando por tanto una falta de integración de mercados para que exista mas competencia efectiva. En el informe de la Comisión Europea sobre la implementación del mercado interior de gas y electricidad, publicado en Enero de 2005, se concluye que el número de comercializadores en cada estado miembro es relativamente bajo y en general están ligados a las tradicionales compañías de generación y distribución, y que la cuota de mercado de comercializadores extranjeros es relativamente baja salvo en países situados en el centro de Europa o con interconexiones muy desarrolladas con un país

vecino (caso de Portugal y Finlandia). La estructura empresarial de las empresas ha condicionado en la mayoría de los países el grado de apertura real en el segmento minorista, ya que antes del proceso liberalizador eran empresas verticalmente integradas presentes en generación, distribución y venta a consumidores finales y generalmente con monopolios zonales. Así, se desprende de este último informe que países como Gran Bretaña, Dinamarca, Finlandia, Noruega o Suecia, que concentran tan sólo un 40% de cuota de mercado en los tres principales suministradores, es donde se ha observado un mayor número de cambios de suministrador.

Por otra parte, la existencia de precios regulados en convivencia con un mercado competitivo crea una clara distorsión en el mercado que está en competencia, ya que los precios regulados no suelen reflejar correcta o inmediatamente los costes de suministro de las materias primas (en España la revisión de las tarifas eléctricas es anual). Este último aspecto en el caso español ha interferido claramente con el acceso de los consumidores al mercado.

En relación a los cambios de suministrador, la tónica habitual en España ha sido la renegociación de precio con su suministrador habitual existiendo una elevada cuota de fidelización de clientes (en torno al 82% en el año 2003 y del 80% en 2004), lo que sitúa a España en una posición intermedia entre países con cuotas de cambio de suministrador del 0% y países, en el extremo opuesto, con cuotas superiores al 50% como en Dinamarca, Finlandia, Suecia, Gran Bretaña o Noruega.

8.1.2.3.3 La demanda

Con el objetivo de analizar sus características de consumo y de adquisición de la electricidad, los consumidores finales pueden clasificarse en tres grandes categorías:

- Los grandes consumidores industriales, conectados siempre a redes alta tensión, con un consumo medio anual en torno a los 7 GWh o una potencia contratada superior o igual a 1,8 MW (tipos 1 y 2)
- Un grupo más heterogéneo formado por consumidores conectados a redes de media y baja tensión y correspondiente a consumidores de los sectores servicios,

pymes y asimilados con un consumo medio anual en torno a los 60 MWh y con una potencia contratada superior a 15 KW e inferior a 450 KW (tipos 3 y 4).

- Los consumidores domésticos, conectados en baja tensión, con un consumo medio anual de tan solo 3.000 KWh una potencia contratada inferior a 15 KW (tipo 5). Este grupo es el más grande, si bien en su conjunto representa el 32% de la demanda.

La participación de las distintas categorías de consumidores al mercado libre es bastante desigual, como se muestra en los cuadros siguientes. Durante el periodo junio 2003 – junio 2005 los grandes consumidores, que obtuvieron la condición legal de elegibilidad desde enero de 1998, no han variado su participación en el mercado libre, que se sitúa en un 82% por número de consumidores y en un 54% por energía vendida. Al contrario, los consumidores de los grupos 3 y 4, que han accedido al mercado a partir de julio de 2000, han aumentado su participación desde un 5% en junio de 2003 hasta un 19% en junio de 2005. Finalmente, los consumidores domésticos, que son elegibles solo desde enero de 2003, han aumentado su participación gradualmente, hasta alcanzar un 9% en junio de 2005.

Cuadro 118 Porcentaje de consumidores en el mercado libre por tipo de consumidor

	jun-03	dic-03	jun-04	dic-04	jun-05
Tipos 1 y 2	83%	83%	82%	83%	82%
Tipos 3 y 4	5%	9%	14%	14%	19%
Tipo 5	0,0%	0,4%	2,5%	5,3%	9,0%
TOTAL	0,2%	0,7%	2,9%	5,7%	9,4%

Fuente: CNE

Cuadro 119 Porcentaje de energía vendida en el mercado libre por tipo de consumidor

	jun-03	dic-03	jun-04	dic-04	jun-05
Tipos 1 y 2	54%	54%	54%	54%	54%
Tipos 3 y 4	27%	30%	38%	42%	45%
Tipo 5	0,0%	0,3%	2,3%	5,1%	8,7%
TOTAL	30,3%	31,2%	34,1%	35,7%	37,6%

Fuente: CNE

Las diferencias observadas en el grado de participación al mercado de los distintos grupos de consumidores son en buena parte el reflejo de unas diferencias estructurales, tal y como se ha explicado en el capítulo 7.1.1 sobre la definición del mercado relevante de producto de electricidad. En particular, se resaltan las siguientes características de los distintos grupos:

- Consumidores domésticos y pequeños comercios conectados en baja tensión. Para estos clientes el coste de la electricidad se mantiene en niveles bajos, y no suele tener un peso elevado sobre sus costes totales. Así estos consumidores, en general, no suelen dedicar recursos a la búsqueda de información y a la comparación de ofertas comerciales y no invierten en contadores de medida sofisticados que le permitan optimizar su curva de carga. En consecuencia, su sensibilidad al precio es generalmente reducida y la disponibilidad al cambio de suministrador es escasa.
- Grandes consumidores industriales. Para ellos el coste total de la factura eléctrica es elevado y puede representar una proporción relevante de los costes totales. Además la gran mayoría de estos consumidores están conectados en alta tensión, conocen muy bien el funcionamiento del sistema eléctrico, realizan el mantenimiento de sus instalaciones y muchos de ellos son capaces de gestionar su curva de carga. Esto justifica, en muchos casos, la instalación de equipos de telemedida y la existencia de departamentos internos dedicados a la optimización de la compra de la energía, que recopilan y comparan entre sí las ofertas

comerciales. Por tanto, se trata de consumidores sensibles al precio y con bajos costes de cambio de suministrador.

- Pequeñas y medianas empresas. Dentro de este grupo de consumidores existe una gran diversidad, acentuada además por diferencias regionales. En general, para estas empresas el coste eléctrico es relativamente bajo con respecto a sus costes totales. Sin embargo, el carácter empresarial de estos consumidores y el tratamiento de la electricidad como un *input* parecido a los demás, les permite tener cierta sensibilidad al precio.

La condición de todos los consumidores como cualificados a partir del 1 de enero de 2003 podría conllevar a considerar la comercialización y el suministro como partes integrantes de un único mercado. Como se ha explicado para la comercialización de gas natural, existen argumentos basados en la sustituibilidad por el lado de la demanda que aconsejarían considerar los dos mercados de forma conjunta. Por otra parte, la clara diferenciación y los diferentes incentivos económicos de distribuidores y comercializadores sugieren realizar un análisis de concentración basada en el solo mercado liberalizado, distinguiendo entre las categorías de clientes descritas previamente.

Por otra parte, las diferencias estructurales no explican la permanencia de una significativa proporción de grandes consumidores industriales bajo el régimen regulado, que es poco frecuente si se compara con los mercados minoristas eléctricos de otros países europeos o con la situación del mercado minorista del gas en España. Esta situación peculiar se debe principalmente al marco tarifario vigente. Según el Real Decreto 1432/2002 cada año se calcula una tarifa eléctrica media (o de referencia) resultante de dividir los ingresos reconocidos para todas las actividades eléctricas y la previsión de demanda agregada para el año considerado. A partir de esta tarifa media se configuran tarifas de acceso que se aplican a todos los sujetos que adquieren la energía en el mercado libre, y las tarifas integrales, que se aplican a todos los consumidores que adquieren energía en el mercado regulado. El hecho de que las tarifas integrales no sean aditivas y en especial debido a la diferencia entre el precio estimado de la electricidad

previsto en la tarifa integral respecto al real, representa la principal barrera de entrada al mercado libre en la actualidad.

8.1.2.3.4 La oferta

Los comercializadores de electricidad compran electricidad en el mercado mayorista (pool) ó bien directamente a través de contratos bilaterales físicos con generadores, y la venden a los consumidores a precios y condiciones libremente pactadas (también pueden ofrecer otros productos y servicios). Como parte de esta actividad los comercializadores gestionan en nombre del consumidor el acceso a las redes de transporte y distribución, necesario para conducir la energía al consumidor final.

En la actualidad existen en España 66 empresas comercializadoras autorizadas. Sin embargo, tan solo 6 de ellas tienen una cuota de mercado superior al 1%. Se trata, por una parte, de las 5 comercializadoras integradas en los operadores establecidos del mercado eléctrico, IBERDROLA, ENDESA, UNIÓN FENOSA, HIDROCANTÁBRICO y VIESGO, y por otra parte de la comercializadora del grupo GAS NATURAL, que empezó a operar en diciembre de 2000.

Los principales operadores suministran electricidad tanto en el mercado liberalizado, a través de sus empresas de comercialización, como en el mercado regulado, a través de sus empresas de distribución. Debido a que todos los consumidores pueden en principio elegir entre estos dos tipos de suministro, tiene sentido analizar, como primera aproximación, el mercado total del suministro minorista. El Cuadro 120 muestra que, en este mercado, IBERDROLA es el operador con la mayor cuota en número de clientes (40,4%) y ENDESA es la primera en energía suministrada (38%).

Cuadro 120 Cuotas de mercado de los principales grupos empresariales en términos de número de clientes y energía suministrada (junio de 2005)

	N° CLIENTES			ENERGÍA		
	Mercado Tarifa	Mercado Libre	Total	Mercado Tarifa	Mercado Libre	Total
Iberdrola	40,9%	36,4%	40,4%	36,3%	33,5%	35,3%
Endesa	38,5%	39,7%	38,6%	39,7%	35,3%	38,0%
Unión Fenosa	15,1%	4,4%	14,1%	15,2%	13,2%	14,5%
Hidrocantábrico	2,7%	0,2%	2,4%	5,6%	4,6%	5,2%
Viesgo	2,1%	0,2%	1,9%	2,6%	1,6%	2,2%
Gas Natural	0,0%	18,6%	1,7%	0,0%	7,5%	2,8%
Otros Distribuidores	0,8%	0,0%	0,8%	0,6%	0,0%	0,4%
Otros Comercializadores	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	4,3%	1,6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, se considera que un análisis de concentración más detallado, teniendo en cuenta los distintos tipos de consumidores, debe enfocarse en el mercado liberalizado de la comercialización.

Los cuadros siguientes muestran las cuotas de los principales comercializadores en el mercado minorista liberalizado a 30 de junio de 2005, tanto en términos de clientes como en términos de energía comercializada. IBERDROLA y ENDESA son las empresas que ostentan mayor cuota de comercialización, sumando conjuntamente el 76% del total de los consumidores y el 69% de toda la energía comercializada. UNIÓN FENOSA dispone de una cuota mucho más reducida, que representan el 4% del total, e HIDROCANTÁBRICO está cerca del 0%, puesto que no comercializa electricidad a clientes domésticos. Destaca la presencia de GAS NATURAL que, como nuevo entrante, ya ha alcanzado una cuota del 19% sobre el total de clientes y del 8% sobre el total de la energía comercializada.

Cuadro 121 Cuotas de mercado de los principales comercializadores sobre número de clientes (junio de 2005)

	IBERDROLA	ENDESA	UNION FENOSA	HIDROCAN TABRICO	GAS NATURAL	VIESGO	RESTO
Tipos 1 y 2	29%	40%	13%	6%	7%	1%	4%
Tipos 3 y 4	42%	27%	14%	3%	8%	2%	4%
Tipo 5	36%	41%	4%	0%	20%	0%	0%
TOTAL	36%	40%	4%	0%	19%	0%	1%

Fuente: CNE

Cuadro 122 Cuotas de mercado de los principales comercializadores sobre energía comercializada (junio de 2005)

	IBERDROLA	ENDESA	UNION FENOSA	HIDROCAN TABRICO	GAS NATURAL	VIESGO	RESTO
Tipos 1 y 2	30%	38%	13%	5%	7%	2%	4%
Tipos 3 y 4	44%	26%	15%	4%	5%	1%	5%
Tipo 5	28%	45%	3%	0%	23%	0%	1%
TOTAL	34%	35%	13%	5%	8%	2%	4%

Fuente: CNE

La electricidad se considera generalmente como un producto homogéneo. Por otra parte, el desarrollo del mercado minorista, tanto en España como a nivel internacional, indica que los comercializadores tienden a competir entre ellos no solo en precio, sino también mediante estrategias de diferenciación del producto, como las ofertas conjuntas de electricidad y gas, los servicios de gestión de riesgos, y otros servicios de valor añadido. En cualquier caso, la dinámica competitiva del segmento de los grandes consumidores es muy distinta de la que prevalece en el segmento de los pequeños consumidores.

Los grandes consumidores conectados en alta tensión son consumidores sofisticados con volúmenes elevados de electricidad y tienen cierto poder de negociación contractual. Su demanda por tanto es muy sensible al precio ofertado, aún cuando el precio no es la única variable que consideran en la elección de comercializador. Estos consumidores suelen requerir una atención personalizada mediante un gestor de cuentas, y, además, pueden demandar servicio de valor añadido como por ejemplo la auditoría de sus facturas

energéticas, la gestión del riesgo de precio, la optimización de todos los aprovisionamientos energéticos de la empresa, etc. Por todas estas razones el margen unitario de comercialización a estos clientes es en general reducido.

Los consumidores pequeños, conectados en baja tensión, consumen volúmenes pequeños y tienen capacidad de negociación escasa, o inexistente en el caso de los consumidores domésticos. Estos consumidores tienden a preferir condiciones contractuales simples y estándar que impliquen el menor esfuerzo posible de seguimiento sobre el precio de la electricidad. En consecuencia, su coste de cambio de comercializador es alto y su demanda es poco elástica al precio. En este segmento de mercado el margen unitario será teóricamente alto con respecto al segmento de los grandes consumidores (prescindiendo de los efectos derivados de la interacción entre la tarifa y el mercado), pero la captación de clientes requiere una inversión importante en publicidad y promoción del producto. Por lo tanto, la ventaja competitiva de los grupos empresariales que integran comercialización y distribución es especialmente importante: la existencia de una relación previa de largo plazo con una amplia base de consumidores representa un factor que facilita la comunicación con los mismos y reduce por tanto los costes de captación de clientes con respecto a un comercializador independiente. Un efecto similar se produce respecto de la empresa distribuidora que suministra gas natural a los clientes, aprovechando la relación de confianza establecida por el suministro durante un período prolongado de tiempo y la imagen de compañía energética tradicional.

En conclusión, las transacciones en el mercado de los grandes consumidores se realizan mediante la negociación de contratos bilaterales confidenciales de corto-medio plazo con revisiones de precio periódicas, más o menos referenciadas al precio del pool y cláusulas ajustadas a la medida de cada consumidor. En algunos casos la adjudicación del contrato se realiza mediante un proceso público de subasta. Por otra parte, las ventas en el mercado de los pequeños consumidores se basan sobre ofertas de precio estandarizadas a grupos de consumidores que suelen incluir descuentos sobre tarifas y/o otras promociones como la oferta conjunta de electricidad y gas, unos servicios de mantenimiento, etc.

8.1.2.3.5 Análisis del impacto de la operación sobre el mercado minorista de electricidad

Considerando en primer lugar el mercado de suministro total, como consecuencia de la operación, GAS NATURAL alcanzaría el 40% del número de clientes y el 40,8% de la energía suministrada, como se muestra en el Cuadro 123.

Cuadro 123 Impacto de la operación sobre el mercado de suministro total y sus componentes liberalizado y regulado (junio de 2005)

	N° CLIENTES			ENERGÍA		
	Mercado Tarifa	Mercado Libre	Total	Mercado Tarifa	Mercado Libre	Total
Iberdrola	41,0%	35,8%	40,7%	36,8%	36,3%	36,6%
Gas Natural - Endesa	38,8%	58,6%	40,0%	39,4%	43,5%	40,8%
Unión Fenosa	14,7%	4,5%	14,1%	15,3%	10,5%	13,6%
Hidrocantábrico	2,6%	0,3%	2,5%	5,4%	4,3%	5,0%
Viesgo	2,1%	0,2%	1,9%	2,5%	1,7%	2,2%
Otros Distribuidores	0,8%	0,0%	0,8%	0,6%	0,0%	0,4%
Otros Comercializadores	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	3,8%	1,4%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

Tomando como referencia el mercado liberalizado, GAS NATURAL alcanzaría una cuota del mercado de comercialización del 58% en términos de consumidores y del 43% en términos de energía comercializada. Esta comparación se muestra en los cuadros siguientes.

Cuadro 124 Impacto de la operación sobre las cuotas de mercado en términos de número de consumidores, con datos de junio de 2005

	IBERDROLA	ENDESA + GAS NATURAL	UNION FENOSA	HIDROCAN TABRICO	VIESGO	RESTO
Tipos 1 y 2	29%	47%	13%	6%	1%	4%
Tipos 3 y 4	42%	36%	14%	3%	2%	4%
Tipo 5	36%	60%	4%	0%	0%	0%
TOTAL	36%	58%	4%	0%	0%	1%

Fuente: CNE

Cuadro 125 Impacto de la operación sobre las cuotas de mercado en términos de energía vendida (GWh), con datos de junio de 2005

	IBERDROLA	ENDESA + GAS NATURAL	UNION FENOSA	HIDROCAN TABRICO	VIESGO	RESTO
Tipos 1 y 2	30%	45%	13%	5%	2%	4%
Tipos 3 y 4	44%	31%	15%	4%	1%	5%
Tipo 5	28%	68%	3%	0%	0%	1%
TOTAL	34%	43%	13%	5%	2%	4%

Fuente: CNE

En cualquier caso, la implicación más importante de la operación es la pérdida de un competidor potencial importante. Aunque el incremento de cuota del nuevo grupo sería, de por sí significativa (Gas Natural ya mantiene una cuota del 8% en total y del 23% en el mercado de clientes domésticos), lo más significativo es que la participación de Gas Natural en el mercado minorista eléctrico hasta la fecha indica que se trata del competidor más exitoso y con mayor potencialidad de crecimiento.

A pesar de que muchas empresas independientes entraron en el mercado desde el comienzo del proceso de liberalización, solo GAS NATURAL se ha revelado capaz de captar clientes de manera significativa, así erosionando las cuotas de mercado de los operadores establecidos. En los cuadros siguientes se destaca el fuerte aumento de la cuota de GAS NATURAL durante el periodo junio 2003- junio 2005, desde el 5% al 19% en términos de clientes y desde el 5% al 8% en términos de energía vendida. Además, se nota como la estrategia de expansión de esta empresa se ha centrado en el segmento de los consumidores domésticos, que supone las mayores barreras a la entrada, debido a los altos costes de cambio de este tipo de consumidores y a la ventaja competitiva de las empresas eléctricas establecidas. El éxito de GAS NATURAL en este segmento se puede relacionar con un efecto “marca” asociado a la relación de los consumidores con esta empresa como distribuidor de gas en determinadas zonas geográficas.

Cuadro 126 Evolución de la cuota de GAS NATURAL en número de clientes del mercado libre

	jun-03	dic-03	jun-04	dic-04	jun-05
Tipos 1 y 2	6%	7%	6%	7%	7%
Tipos 3 y 4	3%	3%	6%	6%	8%
Tipo 5	17,8%	16,7%	17,8%	16,9%	19,5%
TOTAL	4,8%	10,5%	15,6%	15,9%	18,6%

Fuente: CNE

Cuadro 127 Evolución de la cuota de GAS NATURAL en energía comercializada en el mercado libre

	jun-03	dic-03	jun-04	dic-04	jun-05
Tipos 1 y 2	5%	6%	6%	7%	7%
Tipos 3 y 4	3%	4%	4%	5%	5%
Tipo 5	16,1%	23,8%	20,6%	19,1%	22,8%
TOTAL	4,9%	5,4%	6,1%	6,9%	7,5%

Fuente: CNE

La importancia de GAS NATURAL como competidor de los operadores establecidos se desprende de observar que la empresa ha venido ganando el puesto de segundo comercializador con mayor número de clientes en las redes de IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA.

Cuadro 128 Puesto que ocupa GAS NATURAL como comercializador en las redes de los distribuidores (valor en número de consumidores)

	RED IBERDROLA	RED ENDESA	UNIÓN FENOSA	OTROS DISTR.	VIESGO	HIDROCANTÁBRICO
30/06/2003	2	4	2	6	5	6
31/12/2003	2	2	2	7	4	6
30/06/2004	2	2	1	4	2	2
31/12/2004	2	2	2	2	1	4
30/06/2005	2	2	2	1	1	4

Fuente: CNE

Cuadro 129 Puesto que ocupa GAS NATURAL como comercializador en las redes de los distribuidores (valor en energía vendida)

	RED IBERDROLA	RED ENDESA	UNIÓN FENOSA	OTROS DISTR.	VIESGO	HIDROCANT ÁBRICO
30/06/2003	2	4	3	5	5	5
31/12/2003	2	4	2	7	5	5
30/06/2004	2	2	2	6	5	4
31/12/2004	2	2	2	3	5	4
30/06/2005	4	2	2	4	5	4

Fuente: CNE

8.1.2.4 Barreras a la entrada en el sector eléctrico

Con objeto de determinar la situación real de la estructura del sector y sus implicaciones en el desarrollo de una competencia efectiva, resulta necesario profundizar en la existencia de barreras de entrada para los nuevos competidores. Se debe valorar, como señala el Tribunal de Defensa de la Competencia en qué medida la entrada puede tener lugar en un período corto de tiempo, y si es probable y suficiente, es decir, si el mercado es contestable, ya que, sólo en ese caso, la reducción de competencia provocada por una concentración podría ser restablecida por el propio funcionamiento del mercado.

Tal y como se explica en el Anexo C, en un mercado contestable los competidores potenciales o nuevos entrantes deberán poder desarrollar su actividad en condiciones de costes y calidad del producto similares a las de los operadores ya establecidos. En cuanto a la calidad, la energía eléctrica es un producto homogéneo y por tanto de igual calidad para todos los generadores. Sin embargo, no sucede lo mismo en relación a los costes, que tienden a ser superiores para un nuevo agente con respecto a los de un generador ya asentado en el mercado.

Con ocasión de otras operaciones de concentración que se han producido en el sector eléctrico⁷⁶, tanto la CNE como las autoridades de competencia (Servicio y Tribunal de

⁷⁶ Operaciones de concentración: UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO (informe de la CNE e informe de TDC C54/00); ENDESA/IBERDROLA (informe de la CNE e informe del TDC C60/00); IBERDROLA/BERRUEZA (informe de la CNE e informe del TDC C66/01); 20 de diciembre de 2005

Defensa de la Competencia) han realizado un exhaustivo análisis de las barreras a la entrada en el mercado eléctrico español, concluyendo, en general, que el grado de contestabilidad de este sector es muy reducido. En concreto, se señalaron diversos aspectos del sector que impedían que los nuevos entrantes en la actividad de generación pudieran competir en las mismas condiciones, tal como: (1) el riesgo regulatorio; (2) la escasa capacidad de interconexión con otros sistemas; (3) la existencia de activos estratégicos; (4) el excesivo grado de concentración; (5) los costes de transición a la competencia; y (6) la integración vertical entre generación, distribución y comercialización.

A continuación se revisan estas consideraciones, para valorar si, a la luz de los recientes desarrollos regulatorios y de mercado, los elementos mencionados siguen representando barreras a la entrada importantes.

Riesgo regulatorio

Las incertidumbres introducidas por el riesgo regulatorio provienen tanto de las carencias como de la impredecibilidad de los cambios normativos. Así se señala con anterioridad por la CNE en su informe sobre la concentración de UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO, en los siguientes términos: *“el riesgo regulatorio, sea por carencias o por impredecibilidad de los cambios, actúa como barrera de entrada, siendo un factor que disminuye la contestabilidad de nuestro sistema”*.

Entre las carencias identificadas por la CNE se mencionaba *“la falta de explicitación de la metodología que acompaña al diseño de las tarifas integrales, de las tarifas de acceso, de la garantía de potencia, etc. que impide conocer, no sólo si son o no razonables los valores de los precios propuestos sino, sobre todo, cuándo, cómo y por qué serán modificadas”*. Continuaba afirmando que *“existen también algunos otros problemas (...) que pueden estar afectando, como barreras de entrada, al desarrollo eficaz de las actividades competitivas de comercialización y generación. El principal de ellos es la falta de promulgación de la normativa que regula el transporte, la distribución, las condiciones*

IBERDROLA/GUADALCACÍN/ENRON (informe de la CNE e informe del SDC N-227); ENDESA RED/HIDROFLAMICELL (informe de la CNE, informe del SDC N-286, e informe del TDC C76/02).

de acceso, la comercialización, los procedimientos de autorización, etc., así como la nueva normativa sobre puntos de medida que permita que la apuesta por la liberalización se pueda llevar a cabo en la práctica”.

Algunas de estas carencias normativas se han ido solventando con desarrollos regulatorios posteriores. Precisamente, en el expediente IBERDROLA/BERRUEZA se hacía constar que *“se paliaron en parte las carencias regulatorias en determinados aspectos con la aprobación del Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de energía eléctrica. Aunque este reglamento contribuye a reducir pro esta vía el riesgo regulatorio, ello no implica su resolución definitiva.”* Además, recientemente se han producido una serie de avances regulatorios con el objetivo de materializar el proceso de liberalización promulgado por la Ley del Sector Eléctrico, siendo el último de ellos a destacar el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo.

Por otra parte, sigue en muchos aspectos siendo válida la consideración que realizaba el TDC con motivo del expediente C60/00 (ENDESA/IBERDROLA): *“aún moviéndose el sector en un marco normativo de liberalización, las lagunas, debilidades y vaguedades normativas de determinados aspectos (las medidas y los procedimientos de autorización, la regulación de las restricciones técnicas, las demoras en el acceso a terceros a las redes o la falta de transparencia en la información sobre los clientes), favorece a las grandes empresas del sector”.* En este sentido el Libro Blanco pone de manifiesto la necesidad urgente de reforma del marco regulatorio, *“porque la evidencia de la necesidad de un cambio regulatorio es el origen de una incertidumbre que es perjudicial para las empresas, para los consumidores y también para las instituciones reguladoras”.*

Aún cuando existe un derecho de libre establecimiento de nuevos operadores en la producción de energía eléctrica, establecido por la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, la realidad muestra una situación distinta, que la propia Comisión ponía de manifiesto en el informe de UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO afirmando que *“existen determinadas partes de los procesos administrativos que están representando una auténtica barrera de entrada a nuevos agentes, incluyendo entre estos a los propios agentes actuales en sus*

20 de diciembre de 2005 257

proyectos de nuevas centrales de producción, (...) presentan como caso más significativo el proceso de aprobación del estudio de impacto ambiental. En la medida en que este proceso está ralentizando todo el sistema de autorización administrativa previo a la construcción de nuevas plantas de producción”.

Estos retrasos administrativos constituyen una barrera importantes a la entrada en el mercado de generación, que permanece en la actualidad, como subraya el “*Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*”⁷⁷, publicado en junio de 2005: “*Hay unanimidad entre los agentes el mercado español acerca de que el proceso de conseguir la autorización para construir una central, y también una línea de transporte, es largo y prolijo, y ocasiona importantes demoras y trabas en la inversión*”. Este proceso se ve además afectado por la política de ordenación del territorio que deben llevar a cabo las comunidades autónomas y los ayuntamientos. El propio Libro Blanco indica que el proceso administrativo de autorización, según información aportada por Red Eléctrica y por empresas de generación, tiene generalmente una duración de alrededor de tres años y se han detectado casos en los que este periodo es incluso más largo.

Asimismo, el Libro Blanco indica que “*Un elemento que agrava de forma muy importante el retraso de los procesos administrativos es el gran número de proyectos de inversión que se han planteado en el sistema español en los últimos años ... Y esto, además, tiende a tener un efecto de realimentación; en la medida en que los trámites burocráticos se alargan, el conseguir un emplazamiento con todos los trámites aprobados se vuelve progresivamente más valioso, (...) y mayores son los incentivos para gestionar una cartera de emplazamientos e intentar tener los trámites avanzados en todos ellos ... de este modo el número de peticiones aumenta con lo que el proceso administrativo se ralentiza aún más*”. En este contexto el Libro Blanco destaca la asimetría de condiciones entre empresas existentes y nuevos entrantes: “*(...) los nuevos entrantes, que formalizaron más tarde su solicitud, deben esperar a que todas las antiguas peticiones sean revisadas antes de poder instalarse y, en la práctica, sufren un bloqueo de unos pocos años antes de poder acceder al sistema. Las empresas generadoras ya existentes,*

⁷⁷ Disponible en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 20 de diciembre de 2005

que han presentado muchas solicitudes de acceso, no sufren este problema porque solicitaron instalarse suficientemente pronto, y se benefician de un cierto colchón de demora entre la puesta en marcha de sus inversiones y las de los nuevos agentes, que quizás sirva para disuadir a algún nuevo entrante.”

Otra fuente importante de riesgo regulatorio es el mecanismo actual de garantía de potencia. De acuerdo con el Libro Blanco “(...) *la notable incertidumbre regulatoria del pago por capacidad ha supuesto un lastre importante para su propósito de atraer nuevos entrantes, que en buena medida lo ha hecho inútil al respecto (...). A pesar de que el valor inicial era excesivamente alto, la percepción de que el Gobierno puede modificarlo siempre que quiera ha generado una incertidumbre regulatoria apreciable sobre los pagos de garantía de potencia. En consecuencia, es difícil que este mecanismo haya sido eficiente como señal de inversión de largo plazo. El hecho de que el pago que recibecada generador dependa además del volumen de demanda y del total de la capacidad instalada introduce un elemento adicional de distorsión y de incertidumbre. Se puede aventurar que un mecanismo más estable hubiera ayudado a facilitar una mayor entrada de generadores independientes”.*

Todo lo anterior implica que existe una incertidumbre muy elevada sobre la construcción de nueva potencia por los nuevos entrantes en un horizonte de medio-largo plazo. Por esta razón, no se ha considerado adecuado extender el análisis de concentración del mercado de generación más allá del 2006 y se discrepa de la afirmación determinista de GAS NATURAL, según el cual “*La oferta de generación en 2008 estará más fragmentada y el mercado será más competitivo*”, debido en buena medida a un incremento del 20% en la cuota de los nuevos entrantes en 2008⁷⁸.

Capacidad de interconexión con otros sistemas

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.

⁷⁸ “*Gas Natural/Endesa: Análisis desde la perspectiva de competencia*”, presentación de GAS NATURAL a la CNE. Madrid, 30 de noviembre de 2005.
20 de diciembre de 2005

Esta barrera de entrada se ha puesto de manifiesto en los informes de concentración precedentes que han elaborado la CNE y el TDC, y el Libro Blanco previamente mencionado, donde se destaca la limitación impuesta por la capacidad física de las interconexiones frena la participación de los intercambios internacionales en el mercado de producción.

En el apartado 7.2.2, sobre el mercado geográfico relevante de la generación eléctrica, se realiza un análisis detallado de las capacidades de intercambio comercial existentes, de los precedentes de concentraciones europeas y españolas y de los recientes desarrollos del MIBEL. El análisis concluye que el mercado de generación eléctrica tiene tamaño peninsular español, con la excepción del proceso de restricciones, en el que se consideran mercados reducidos a las zonas geográficas donde se producen las incidencias.

La existencia de activos estratégicos

El TDC en el expediente de concentración C54/00 consideraba la existencia de una serie de *“activos estratégicos”*, que, *“estando en manos de los operadores ya existentes en el mercado, se constituyen como barreras de entrada para los nuevos operadores interesados en actuar en el mercado español”*. Estos activos los cataloga en las siguientes categorías: acceso a emplazamientos, acceso a recursos hidroeléctricos, acceso a combustibles, restricciones de transporte, y derechos contractuales heredados.

En lo que concierne el primer tipo de activo estratégico, cabe destacar que la selección óptima de un emplazamiento es el resultado final de valorar diversas variables, destacando entre ellas el acceso a las redes de transporte en alta tensión, el acceso a las fuentes de suministro del combustible para minimizar los costes de aprovisionamiento, las inversiones en infraestructuras y el emplazamiento desde el punto de vista ambiental.

La dificultad de localizar nuevos emplazamientos se constata en el hecho de que las empresas ya instaladas generalmente solicitan autorizaciones para nuevas centrales de ciclo combinado en los mismos emplazamientos donde ya tienen grupos de generación de

gas, fuel y carbón. Esto no significa que los posibles emplazamientos estén agotados, pero supone que las inversiones a realizar en nuevos emplazamientos conlleven un coste superior, al tener que crear acometidas de alta tensión, carreteras de acceso, inversiones de restitución medioambientales, etc. además de mayores dificultades, o al menos demoras, en la obtención de las autorizaciones y permisos. Por tanto, los nuevos entrantes se enfrentan a condiciones de inversión menos favorables con respecto a los generadores existentes, que añaden incertidumbre adicional al riesgo regulatorio comentado anteriormente.

En referencia a los recursos hidroeléctricos, la dificultad de acceder a ellos hace más valioso este tipo de emplazamientos y como señalaba el TDC en el expediente C54/00 *“la posesión de centrales de generación hidráulica supone, una ventaja marginal considerable sobre los costes”*, a lo que añadía que *“las posibilidades de nueva explotación de recursos hídricos en España con fines eléctricos son muy reducidas, ya que la mayoría de las condiciones geográficas económicamente viables están ya explotadas”*.

En cuanto al acceso a combustibles, el TDC en sus informes C54/00 y C60/00 se refiere a diversos aspectos. Así, en el informe C54/00 Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico se señala que las posibilidades reales de que los nuevos entrantes dispongan de gas natural para sus nuevas instalaciones en condiciones competitivas depende de dos factores: ser capaces de obtener precios de suministro competitivos y que todos los consumidores eléctricos de gas natural tengan las mismas posibilidades de acceso a la infraestructura de transporte de gas natural.

Ambos factores se han analizado de forma detallada en el apartado 8.1.1.5 sobre las barreras a la entrada en el sector del gas natural y se ha concluido que, desde el comienzo de la liberalización en 1998 las barreras a la entrada en el sector se han reducido de forma apreciable. En particular, se ha registrado un aumento importante de los operadores activos en aprovisionamiento y comercialización, se ha perfeccionado la normativa que garantiza el acceso no-discriminatorio a las infraestructuras de transporte y existe un margen razonable de capacidad disponible para contratar en el horizonte 2005-20 de diciembre de 2005

2008. Sin embargo, existen todavía barreras importantes, como la integración vertical entre distribución y comercialización y las ventajas competitivas de GAS NATURAL en aprovisionamiento, que tienden a obstaculizar la competencia y la entrada de operadores con capacidad real de competir con GAS NATURAL.

Excesivo grado de concentración

Con ocasión de la operación de concentración ENDESA/IBERDROLA, el TDC manifestó que *“el grado de concentración que presenta el mercado eléctrico español de la generación es el reflejo de la existencia de empresas que disfrutan de una fuerte posición de dominio. Esta estructura condiciona de forma determinante la entrada de cualquier nuevo agente en la actividad de generación ya que se convertiría, con el sistema actual del pool (...) en un agente precio-aceptante que no puede intentar fijar precio en el mercado mayorista sin sufrir el riesgo de no colocar su producción o incluso verse expulsado del mercado por las empresas dominantes si éstas fuerzan una reducción de los precios del pool”*. Una implicación de este efecto es que los pequeños nuevos entrantes, como agentes precio aceptantes, pueden sufrir los resultados de las estrategias de otros agentes dominantes que puedan tener objetivos diferentes, como por ejemplo la recuperación de los costes de transición a la competencia (ese aspecto se comenta a continuación).

La promulgación del Real Decreto-Ley 6/2000, *de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicio*, ha contribuido a paliar esta situación, al establecer límites al aumento de la concentración existente a los grandes operadores energéticos. En concreto, se fijaba el 40% como la cuota máxima, a partir de la cual los productores de energía eléctrica instalada en el régimen ordinario, que la superaran, no podrían incrementar su potencia instalada en un plazo de 5 años. Sin embargo, el TDC ha reiterado en su expediente de concentración C66/01 IBERDROLA/BERRUEZA, que *“esta normativa no hace sino confirmar la necesidad de establecer limitaciones al actual nivel de concentración existente en el sector energético si se desea dar opción a la introducción de competencia efectiva en el mismo”*.

Costes de transición a la competencia (CTC's)

En el expediente de concentración ENDESA/IBERDROLA, C60/00, el TDC destacó la existencia de CTC's como una de las barreras de entrada del sector eléctrico, en los siguientes términos:

“El cobro de los Costes de Transición a la Competencia está condicionado por el precio resultante en el mercado mayorista o pool. Si este precio resulta superior a 6 ptas/kWh entonces la diferencia de precios multiplicada por la energía generada a ese mayor precio será descontado de la cuenta de CTC's de cada una de las empresas. Existe así un precio que actúa como un máximo de ipso para la fijación de los precios del pool para las empresas con fuertes posiciones acreedoras en CTC's y que desincentiva la entrada de nuevos operadores por dos razones. La primera porque impide que los precios del pool reflejen la realidad y la transmitan al mercado (unos precios fijados libremente deberían transmitir al mercado la necesidad o no de invertir en nueva capacidad) y, la segunda, porque ese techo a los precios impone unas rigideces tales que incrementan el riesgo percibido por los nuevos entrantes sobre la recuperación de sus inversiones, ya que este techo se aplica indiscriminadamente, es decir, no se distingue el motivo por el que se superan las 6ptas/kWh. Si esta subida se debe a un incremento en los precios de los combustibles las empresas con derecho de cobro de CTC's los verán reducidos igualmente, y por lo tanto si la pérdida por el precio de los combustibles es inferior a la pérdida en la que se incurre por cobrar los CTC's, existirán incentivos a no trasladar a los precios del pool el incremento de los precios de los combustibles, lo que se traducirá en pérdidas para los nuevos entrantes en tanto en cuanto sean precio-aceptantes.”

En este mismo sentido se manifestó el Tribunal Supremo, en su sentencia de 21 de noviembre de 2002, indicando que *“en otros términos, el pago de la compensación CTC pudiera convertirse paradójicamente en un obstáculo al diseño liberalizador si las empresas beneficiarias los utilizaran para mantener artificialmente bajo el precio del mercado liberalizado-de cuya fijación son, por lo demás, prácticamente únicas responsables-, sin sobrepasar el umbral de 6ptas/kWh, lo que les permite, simultáneamente, no sufrir descuento alguno en el cobro de CTC y alejar a posible competidores cuyos costes de producción superan aquel umbral.”*

Las posibles interferencias de los CTC's en el funcionamiento del mercado fueron puestos de manifiesto por la CNE en diversos informes, en los que se describen posibles comportamientos de los agentes generadores en relación con la obtención de mayores ingresos como consecuencia del método de liquidación por diferencias.

En el mismo sentido se encuentran múltiples referencias en el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, de junio de 2005, en el que se destaca la necesidad de reforma regulatoria *“ante la constatación del efecto de distorsión que el mecanismo de recuperación de los CTC está teniendo sobre el mercado mayorista”*.

Por otro lado, el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, modifica el sistema de liquidación de los costes de transición a la competencia, sin prejuzgar su funcionamiento actual, retrasando la liquidación definitiva del 2004 hasta el 1 de enero de 2006. Esta medida se incluye en el contexto de apertura del sector eléctrico a la competencia exterior, tal y como se indica en la Exposición de motivos de la citada norma, reconociéndose, de forma implícita la condición de barrera de entrada de los CTC's.

Integración vertical entre generación, distribución y comercialización

Aunque la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, obliga a las empresas a separar jurídicamente las actividades reguladas (transporte y distribución) de las no reguladas (generación y comercialización), éstas pueden seguir realizando ambas actividades dentro de un mismo grupo empresarial siempre que se desarrollen por empresas jurídicamente distintas. Esto ha permitido que la existencia de una elevada integración vertical *“de facto”* en el sector eléctrico español, manteniendo las grandes empresas eléctricas cuotas muy similares en cada una de las actividades de producción, distribución y comercialización.

Con ocasión del expediente C54/00 el TDC señaló las ventajas de esta estructura de la que se benefician las grandes empresas eléctricas. Este análisis sigue siendo válido actualmente, si bien cada vez es mayor el número de operadores que realizan una única

actividad en el sector eléctrico. Las principales ventajas de la integración vertical son, en primer lugar, que *“la participación en la oferta y en la demanda disminuye sustancialmente los riesgos asociados a la variabilidad del precio en el mercado mayorista, puesto que los menores beneficios que precios bajos del pool podrían acarrear a las empresas generadoras del Grupo son parcialmente compensados por los mayores beneficios que esa misma circunstancia proporciona a las distribuidoras y comercializadoras del mismo Grupo. La cobertura frente a este riesgo que permite la integración vertical es tanto más eficaz cuando más similares son las cuotas de mercado que el Grupo ostente en generación y en demanda”*. Esta barrera es un obstáculo para los comercializadores que no dispongan de generación, e igualmente sucede a la inversa, ya que los nuevos generadores se pueden enfrentar al riesgo de un precio del pool insuficiente para rentabilizar sus inversiones.

Como segunda consecuencia derivada de la integración vertical se señalan los problemas de información asimétrica a los que se enfrentan los potenciales entrantes. Tal y como mantenía la CNE en el informe de concentración UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO, *“las distribuidoras disponen de información de los consumidores cualificados obtenida en un entorno de suministro regulado (...). En consecuencia, aquellos comercializados que, bien no tengan distribución asociada, o bien traten de comercializar en zonas en las que los distribuidores no pertenezcan a su grupo, estarán en inferioridad de condiciones respecto a los comercializados con distribución asociada”*.

De igual forma el TDC en el expediente C54/00 también hacía referencia al mismo obstáculo en la entrada de nuevos comercializadores, afirmando que *“las distribuidoras existentes disponen no sólo de información sobre las cantidades consumidas por cada uno de los clientes, lo que equivale a saber quienes van entrando paulatinamente en la categoría de clientes cualificados, sino que disponen además de las curvas de demanda de cada uno de ellos. Nada impide a las distribuidoras pasar esta información a las comercializadoras del grupo, otorgándole así una clara ventaja competitiva a la hora de diseñarles un contrato a la medida”*.

El impacto de la elevada integración de la distribución y comercialización en las grandes empresas eléctricas españolas sobre la competencia en el mercado minorista libre se documenta en este informe en el apartado 8.2.5, que evidencia un elevado grado de fidelización de los clientes a los comercializadores pertenecientes al mismo grupo empresarial que el distribuidor a cuya red están conectados. Esta característica repercute negativamente en el acceso de nuevos competidores independientes.

El SDC con ocasión del informe sobre la concentración ENDESA RED / HIDROFLAMICELL, ha señalado tres razones destacadas que explican esta barrera de entrada. En primer lugar, el SDC constata que los consumidores que pueden elegir libremente pueden tender por inercia o por insuficiente información a volver a contratar con sus antiguos distribuidores, al ser ellos los que gestionan las redes de distribución. En segundo lugar, apunta a lo ya mencionado por el TDC en relación a la información sobre los hábitos y características de consumo acumulada por las distribuidoras durante años, lo cual *“les podría facilitar la realización de ofertas de contratos individualizados y adaptados a las circunstancias específicas de los clientes, favoreciendo su fidelización”*. En tercer lugar, el SDC menciona que una empresa comercializadora que quiera entrar en un área geográfica dominada por un antiguo distribuidor a tarifa incurre en importantes costes fijos, derivados fundamentalmente de las interconexiones a realizar a las redes de distribución y al pago de las tarifas de acceso, por este motivo la nueva comercializadora requerirá de una masa crítica considerable de clientes cualificados para rentabilizar su negocio, presentando una desventaja comparativa en costes respecto a los distribuidores ya instalados.

8.1.2.5 Conclusiones sobre la valoración de la integración horizontal en los diferentes mercados y actividades del sector eléctrico

Desde la perspectiva de la integración horizontal, la operación, sin considerar desinversiones, implicaría un aumento de los niveles de concentración, que son elevados en la actualidad, en los mercados de generación y de comercialización de electricidad.

Las condiciones de estos mercados no son suficientemente contestables como para mitigar el potencial de poder de mercado resultante de la operación. La persistencia de

ciertas barreras a la entrada en el sector eléctrico se ha reconocido en numerosos expedientes de competencia anteriores y se recoge en el mencionado *“Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España”*. Los nuevos entrantes tienden a encontrar mayores dificultades en el proceso de autorización administrativa y en la ubicación de los emplazamientos para sus centrales con respecto a los generadores ya asentados. Existe además un riesgo regulatorio elevado que afecta numerosos aspectos del funcionamiento del mercado, como por ejemplo el futuro tratamiento de los CTC's y el pago por garantía de potencia. Asimismo, la integración vertical de los operadores existentes entre generación, distribución y comercialización aporta a los mismos unas ventajas importantes en términos de acceso a clientes y de cobertura de riesgo que difícilmente pueden ser igualadas por nuevos entrantes con una estructura empresarial no integrada. De hecho, el nuevo entrante más exitoso en el sector eléctrico hasta la fecha ha sido GAS NATURAL, que ha entrado a la vez en generación y en comercialización de electricidad.

A continuación se presenta un resumen del impacto de la operación para cada uno de los mercados relevantes analizados.

Distribución de electricidad

GAS NATURAL tiene una presencia insignificante en distribución de electricidad. Por tanto, la operación no implicaría ningún efecto relevante desde la perspectiva de la integración horizontal.

De todas formas, y atendiendo a la importancia de los efectos verticales y de conglomerado que se analizan en los apartados 8.2 y 8.3, se destaca que, en consecuencia de la operación sin desinversiones, el grupo absorbería la actividad de distribución de ENDESA, que en 2004 controlaba casi el 42% del total de la electricidad vehiculada en España y era titular de cerca el 39% de los puntos de suministro.

Generación eléctrica

Del análisis del impacto de la operación sobre el mercado eléctrico mayorista se concluye que dicha operación comportaría un aumento significativo de la concentración y, sobre

todo, la pérdida de GAS NATURAL como el nuevo entrante más efectivo hasta la fecha en competencia con los grupos eléctricos establecidos.

Es importante destacar que la operación incide sobre un mercado que tiene, de partida, un potencial importante para el ejercicio del poder de mercado⁷⁹. Este aspecto se ve confirmado por el HHI que se sitúa en 2272 considerando la potencia que estará disponible en 2006 en el régimen ordinario, y en 1763 considerando la misma aumentada por las interconexiones y el régimen especial. Además, en este mercado existen en la actualidad dos empresas, IBERDROLA y ENDESA, que resultan ser imprescindibles o “pivotes” para el abastecimiento de la demanda en un número significativo de horas/días.

Tomando como punto de partida la potencia disponible en 2006, la operación propuesta, sin considerar desinversiones, implicaría un aumento de todos los indicadores de concentración. En efecto, el índice HHI pasaría de 2272 a 2603 aumentando en 331 puntos si se considera el primer escenario con el solo régimen ordinario y las interconexiones, mientras aumentaría en 245 puntos, pasando de 1.763 a 2.008, si se considera el segundo escenario que incluye además el régimen especial. Teniendo en cuenta los valores de referencia indicados por las “Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas” (2004/C31/03) de la Unión Europea, esta variación puede considerarse como significativa en ambos casos puesto que el HHI resultante de la operación siempre supera el nivel de 2000⁸⁰.

Este resultado, que por si solo podría no ser indicativo de un empeoramiento de las condiciones de competencia, se ha complementado con unos análisis del impacto de la operación sobre la concentración en potencia de generación retirable y sobre la “pivotalidad” de los agentes para abastecer la demanda, que permiten una mejor

⁷⁹ Pérez Arriaga, J.I.,(2005), “*Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*”, disponible en la página Web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

⁸⁰ Véase el anexo A sobre indicadores de concentración para una descripción más detallada de los criterios indicativos que emplean las instituciones de defensa de la competencia en la Unión Europea y en Estados Unidos.

aproximación a la capacidad real de los agentes y a sus incentivos para ejercer poder de mercado, como se ha explicado en detalle en el apartado 8.1.2.1.

En cuanto a la potencia retirable, definida como la suma de centrales de carbón, fuel, hidráulicas modulables y ciclos combinados, la operación sin desinversiones llevaría a una mayor concentración de la misma: el índice HHI aumentaría en 357 puntos, pasando de 1992 a 2349 en 2006. Por tanto, este resultado confirmaría la existencia de un riesgo de la operación para la competencia en el mercado.

En lo que concierne los indicadores de pivotalidad, se han analizado tanto los datos de potencia de 2005, como los de 2006, debido a que el margen de cobertura de la demanda en estos dos años varía drásticamente. Considerando el 2005, año en el que el margen de cobertura de la demanda es menor, la operación implicaría un aumento desde el 8,8% hasta el 16,2% en el porcentaje de días en los cuales existe por lo menos un agente que, con su potencia retirable, es imprescindible para abastecer la demanda. Por otra parte, considerando el 2006, año en el cual el margen de cobertura es muy superior al de 2005 y posiblemente excepcional, el problema de pivotalidad sería de partida menor y la operación implicaría un aumento del indicador del 2,5% al 7,1%. Por tanto, se puede concluir que la operación también contribuye a aumentar las situaciones en las cuales un operador tiene una demanda residual positiva, que aumenta los incentivos económicos a subir el precio ofertado en el pool eléctrico.

Finalmente, el análisis zonal realizado indica que la operación refuerza extraordinariamente la posición de dominio de ENDESA en Cataluña y también, aunque en menor medida, en Andalucía.

Comercialización de electricidad

La cuota de comercialización de electricidad de GAS NATURAL ha registrado un aumento considerable durante el periodo junio 2003- junio 2005, pasando del 5% al 19% en términos de clientes y desde el 5% al 8% en términos de energía vendida. Si a esto se suma la cuota de comercialización de electricidad de ENDESA, que ascendía, en la misma fecha, al 35% en términos energía vendida y al 40% en términos de clientes, el 20 de diciembre de 2005

nuevo grupo concentraría el 43% de la energía vendida y el 59% de los clientes del mercado liberalizado.

En consecuencia, la operación de concentración examinada sin tener en cuenta la desinversión propuesta por la empresa notificante supondría el reforzamiento de la posición dominante colectiva, así caracterizada por las autoridades de competencia en el mercado eléctrico, y en particular a los efectos del presente apartado, el reforzamiento de la posición dominante colectiva ostentada por ENDESA e IBERDROLA en el mercado de comercialización de electricidad.

El éxito de GAS NATURAL como comercializador de electricidad en un mercado de muy difícil penetración por comercializadoras independientes se debe a un conjunto de razones. En primer lugar, GAS NATURAL es un operador establecido y muy conocido en España, lo que le otorga cierta simetría con respecto a las mayores empresas eléctricas, ENDESA, IBERDROLA e UNIÓN FENOSA. En segundo lugar, la estructura de GAS NATURAL también está verticalmente integrada, y en ella destaca la fuerte posición en aprovisionamiento de gas, que implica un gran incentivo a construir CCGTs y a comercializar gas. Asimismo, la presencia en distribución de gas otorga a GAS NATURAL una amplia base potencial de clientes a quien comercializar gas y electricidad. La Comisión Europea, en su informe sobre el caso ENI/EDP/GDP⁸¹ destaca que existe una tendencia de los principales operadores gasistas europeos a entrar en el mercado eléctrico, impulsado por su posición fuerte en aprovisionamiento de gas. Además de GAS NATURAL, la Comisión menciona el caso de Céntrica en Reino Unido y el de ENI en Italia.

La misma GAS NATURAL explicó con claridad las razones de su entrada en el mercado eléctrico español a la Comisión Europea⁸², todas ellas muy relacionadas con su condición de empresa gasista verticalmente integrada y con el objetivo de reforzar la posición en comercialización. Las razones mencionadas fueron: (1) utilizar la base de consumidores de gas de GAS NATURAL para realizar ofertas conjuntas de gas y electricidad, (2) ganar

⁸¹ Informe de la Comisión Europea sobre el Caso ENI/EDP/GDP, página 96.

⁸² Informe de la Comisión Europea sobre el Caso ENI/EDP/GDP, página 94.
20 de diciembre de 2005

clientes eléctricos para compensar la reducción prevista en el mercado minorista del gas como consecuencia de la liberalización; (3) utilizar las centrales de ciclo combinado como almacenamientos de gas virtuales, es decir como instrumentos para colocar los excedentes de gas no vendidos en el mercado convencional; (3) operar como generador en el mercado mayorista para cubrir los riesgos de un aumento del precio del pool; y (4) utilizar la imagen de marca de GAS NATURAL para inducir los consumidores a cambiar de suministrador.

8.2 Valoración de la operación desde la perspectiva de la integración vertical

En este apartado se examina la incidencia de la operación sobre la competencia desde la perspectiva de la integración vertical, es decir de la integración bajo una misma entidad económica de actividades con una relación vertical en la fase productiva.

Las relaciones verticales relevantes en el contexto de esta operación son las siguientes:

- El aprovisionamiento de gas como *input* para la comercialización de gas
- La comercialización de gas para generación eléctrica
- La generación eléctrica como *input* para la comercialización de electricidad
- La integración entre distribución y comercialización de gas
- La integración entre distribución y comercialización de gas

En términos generales, las concentraciones verticales pueden plantear algunos riesgos para el mantenimiento de la competencia efectiva, que pueden resumirse en tres categorías: 1) riesgos derivados de un eventual efecto de exclusión (“*foreclosure*”) de competidores, en base a las teorías de cierre de mercado y de incremento de los costes de las empresas rivales; 2) creación de una mayor posibilidad de colusión en los mercados ascendente y/o descendente; 3) en sectores regulados, riesgos en relación con el control de precios debido a la dificultad de control de costes efectivos⁸³. Las decisiones

⁸³ “*Vertical mergers do not directly eliminate a competitor, but may create or enhance the incentive and/or ability for the merged firm to adversely affect prices and output in the downstream electricity market and to discourage entry by new generators. This effect can be brought about by: 1) foreclosure/raising rivals’ costs; 2) facilitating coordination; and 3) regulatory evasion (Enova, 79 FERC, 61,372 AT 62,560)*”, FERC Order 20 de diciembre de 2005

de la Comisión Europea en materia de concentraciones que comportan aspectos de integración vertical⁸⁴ se han centrado en el examen de sus posibles efectos de exclusión y su incidencia en la creación o reforzamiento de una posición dominante. Así, la Comisión Europea se refiere por primera vez a los problemas que pueden plantear las concentraciones verticales en su XXI Informe anual sobre la política de competencia (1991)⁸⁵, señalando que procede examinar si la misma puede dificultar, para los competidores de la entidad fusionada, el acceso a los factores de producción, a los canales de distribución o a los clientes.

En el contexto español, el SDC, en su documento *"Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas por parte del servicio de defensa de la competencia"*, incluye la consideración de los efectos verticales derivados de una concentración:

"(...) En segundo lugar, los efectos sobre la competencia de una operación pueden ser verticales, derivados de la presencia de las partes en mercados de producto ascendentes y descendentes. En particular, es preciso considerar el grado de competencia en las distintas etapas de la producción, el acceso a activos esenciales por parte de las empresas o en qué medida esta integración puede resultar en una elevación de las barreras a la entrada en alguno de los mercados verticalmente relacionados (...)".

Con carácter general, las concentraciones verticales pueden entrañar efectos negativos sobre el mantenimiento de la competencia efectiva, en la medida en que la integración de las actividades de las empresas que se concentran y entre las que existe una relación

No. 642, November 15, 2000, "Revised Filing Requirements Under Part 33 of the Commission's Regulations", page 78.

⁸⁴ Cabe referirse a los siguientes precedentes comunitarios en materia de efectos verticales de operaciones de concentración: Vivendi/Canal +/Seagram (Nº COMP/M.2050); EnBW/ENI/GVS (Nº COMP/M.2822); Shell/DEA (Nº COMP/M.2389); MCI WorldCom/Sprint (Nº COMP/M.1741); AOL/Time Warner (Nº COMP/M.1845); Nordic Satellite Distribution (Nº IV/M.490); Bertelsmann/Kirch/Premiere (Nº IV/M.993); MSG/Media Service (Nº COMP/M.469); RTL/Veronica/ENDEMOL (Nº IV/M.552); British Telecom/MCI (Nº IV/M.856); ICI/Tioxide (Nº IV/M.23); Telefónica/ENDEMOL (Nº COMP/M.1943); Tetra Laval/Sidel (Nº COMP/M.2416). Sentencia del Tribunal de Primera Instancia de 25.10.02 en el asunto Tetra Laval BV c. Comisión.

⁸⁵ Páginas 368-69. Ver asimismo los asuntos Volvo/VME, Nº IV/M.575 (11 de abril de 1995); BMSC/UPSA, asunto Nº IV/M.464 (6 de septiembre de 1994); Costa Crociere/Chargeurs/Accor, Asunto Nº IV/M.334 (19 de julio de 1993); Fletcher Challenge/Methanex, Asunto Nº IV/M.331 (31 de marzo de 1993).

vertical de aprovisionamiento, afecte a las condiciones de competencia en los mercados ascendente y/o descendente.

Así, la integración vertical puede incidir de manera negativa en el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado descendente, cuando la empresa en el mercado ascendente que se integra ostenta una posición dominante o de monopolio, y las empresas en el mercado descendente tienen respecto de la misma una relación de dependencia en cuanto al aprovisionamiento de la materia prima necesaria para el desarrollo de su actividad. Este efecto negativo será tanto mayor cuanto más importante sea la empresa que se concentra en el mercado ascendente y mayor sea la dependencia del resto de competidoras en el mercado descendente respecto a dicha empresa en términos de aprovisionamiento del insumo necesario, siendo de mayor o menor relevancia dependiendo de la existencia o no de fuentes alternativas de suministro equivalentes.

Inversamente, si la empresa que se integra en el mercado descendente ocupa una posición dominante o incluso monopolística, la integración vertical podría, merced a su elevado poder de compra, obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado ascendente, al suponer para los competidores en dicho mercado de la empresa que se concentra, la pérdida de un cliente crucial para el desarrollo de su actividad.

La Comisión Europea ha tomado en consideración elementos como la posesión de cuotas de mercado reducidas en cada fase de la cadena, la existencia de varias fuentes de aprovisionamiento de los productos afectados o la existencia con anterioridad de vínculos verticales entre las empresas que se concentran (por ejemplo a través de acuerdos de exclusividad) para estimar la ausencia de riesgos de exclusión de los competidores.

8.2.1 El aprovisionamiento de gas como *input* para la comercialización de gas

El grupo GAS NATURAL tiene en la actualidad un fuerte grado de integración vertical entre aprovisionamiento y comercialización de gas. Además, el Cuadro 130 muestra que GAS NATURAL tiene una posición neta como abastecedor del mercado español, tanto en

su totalidad como en el segmento liberalizado. Como se ha indicado en el apartado 8.1.1.3, esta posición refleja el hecho de que GAS NATURAL revende parte del gas inyectado en el sistema a otros comercializadores. Esta situación, conjuntamente a la elevada cuota de GAS NATURAL en aprovisionamiento, confiere a esta empresa la capacidad de afectar los precios en el mercado descendente de comercialización, aún cuando existen actualmente fuentes de suministro alternativas a GAS NATURAL.

En los últimos años el mercado de aprovisionamiento relevante para España se ha desarrollado de forma significativa, sobre todo gracias al crecimiento del comercio internacional de GNL y a la existencia de cuatro terminales de regasificación con capacidad disponible para permitir la entrada de GNL de distintas fuentes. Asimismo, existe una tendencia al aumento en la variedad y diversificación de los abastecedores y de las fuentes de suministro, que se detalla en el Anexo D. Como se ha explicado en el apartado 8.1.1.3, en 2004 las empresas abastecedoras que vendían gas a comercializadoras para su importación en el mercado español incluyeron tanto productores, como SONATRACH, OMAN LNG, NIGERIA LNG, ENI, SHELL, como intermediarios o *traders*, entre los cuales ENDESA, GDF y la misma GAS NATURAL. No se puede por tanto hablar de una situación de cierre de la oferta o de dependencia de un único abastecedor.

Sin embargo, por razones históricas, GAS NATURAL tiene un volumen de gas contratado a largo plazo en los mercados internacionales muy superior a los volúmenes de gas que poseen el resto de los importadores de gas. Por ejemplo, en 2004 el grupo GAS NATURAL compró unos 231.171 GWh sobre un total de importaciones para España de 329.054 GWh y el segundo comprador más grande era IBERDROLA con una cantidad muy inferior, 27.273 GWh.

A esta ventaja de volumen se une el hecho de que GAS NATURAL es el único operador con acceso al gas canalizado de Argelia, el gas potencialmente más competitivo por su ubicación geográfica (debido a que la conexión internacional con Argelia está saturada, esta situación está destinada a permanecer por lo menos hasta 2009, cuando el gasoducto de Medgaz entre en funcionamiento).

Un síntoma de la fortaleza y de la competitividad del *mix* de aprovisionamiento de GAS NATURAL reside en su capacidad para efectuar suministros netos de gas a sus competidores en el mercado de comercialización. En 2004, los comercializadores distintos de GAS NATURAL compraron el 28% de sus aprovisionamientos para España de la filial GAS NATURAL TRADING en el mercado internacional.

Teniendo en cuenta todos estos factores y considerando que el mercado de abastecimiento para España es todavía muy opaco, con escasa o nula visibilidad de precios y con contratos de largo plazo, se entiende como GAS NATURAL, cuya cesta de amplia cartera de contratos le permite un mayor conocimiento del mercado con respecto a sus competidores, haya podido mantener una posición de fuerte ventaja con respecto a otros comercializadores.

El grupo ENDESA está también activo en aprovisionamiento y comercialización de gas. Sin embargo, al tratarse de un nuevo entrante en este sector, sus cuotas de mercado en aprovisionamiento y comercialización son reducidas.

El Cuadro 130 muestra que el grupo resultante de la operación esencialmente heredaría la posición verticalmente integrada de GAS NATURAL en la actualidad, reforzada por las cuotas de ENDESA, y sus correspondientes efectos negativos sobre la competencia en comercialización, que pueden resumirse como: (1) la posibilidad de afectar los precios del gas en el mercado mayorista del gas; (2) la mayor capacidad con respecto otros operadores con un menor grado de integración vertical de sostener guerras de precios en el mercado minorista de gas, debido a su posibilidad de mantener elevados los precios para otros operadores (ENAGAS y los comercializadores que se abastecen de GAS NATURAL); y (3) la mayor cobertura frente a aumentos de precios en los mercados internacionales.

Cuadro 130 Cuotas de mercado en energía vendida de GAS NATURAL y ENDESA en la actualidad y después de la operación propuesta (datos de 2004)

	GAS NATURAL	ENDESA	GAS NATURAL – ENDESA
Aprovisionamiento mercado libre y regulado	70,3%*	3,2%	73,5%*
Suministro total	59%	5%	64%
Aprovisionamiento solo mercado libre	61,9%*	3,2%	65,1%*
Comercialización	53%	5%	58%

* Las cuotas incluyen el autoconsumo en centrales eléctricas pertenecientes al mismo grupo empresarial

Fuente: CNE

8.2.2 La comercialización de gas para generación eléctrica

La ejecución de la operación supone la integración vertical de las actividades de aprovisionamiento de gas natural y de generación de energía eléctrica que desarrollan ENDESA y GAS NATURAL, por lo que procede examinar si ello puede tener alguna incidencia sobre el mantenimiento de la competencia efectiva en los mercados ascendente (aprovisionamiento de gas natural) o descendente (generación de electricidad).

El propio artículo 16 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia señala, entre los criterios a tener en cuenta en el examen de las operaciones de concentración, en el apartado 1.c) *Las posibilidades de elección de los proveedores, distribuidores y consumidores o usuarios*, y en términos muy semejantes se refiere el legislador comunitario europeo en el Reglamento (CEE) nº 139/2004, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas en su artículo 1 a criterios como “b)(...) *la posición del mercado de las empresas afectadas, su fortaleza económica y financiera, las posibilidades de elección de proveedores y usuarios, su acceso a las fuentes de suministro o a los mercados (...)*” (el subrayado es nuestro).

En consecuencia, procede examinar si la mera integración vertical de ambas actividades, aprovisionamiento de gas natural y generación de electricidad, puede ocasionar, aun si no se incrementara el grado de concentración horizontal de tales actividades, algún efecto

negativo sobre el mantenimiento de la competencia efectiva, en términos de mayor dificultad de acceso de los competidores de la entidad fusionada en el mercado de generación eléctrica, a la materia prima de gas natural necesaria para el desarrollo de su actividad, en los mismos términos que para la propia entidad fusionada.

Desde finales de los años 90 los principales grupos energéticos españoles han venido desarrollando una estrategia de integración entre gas y generación eléctrica, relacionada con la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado para abastecer una demanda eléctrica creciente. Por un lado, GAS NATURAL ha desarrollado su entrada en generación eléctrica desde su posición histórica como proveedor dominante de gas a España, en el marco de una estrategia encaminada a asegurar una colocación rentable del gas en el mercado final. En la actualidad GAS NATURAL posee una cuota en generación eléctrica del 2,9%, aún cuando su potencia instalada está en fase de expansión y la cuota prevista en potencia disponible a finales de 2006 está cerca del 6%.

Por otro lado, algunas empresas eléctricas han entrado, aunque con estrategias diferenciadas, en los segmentos de aprovisionamiento y comercialización del gas natural. Como ejemplos de esta tendencia se pueden mencionar los casos de IBERDROLA y UNIÓN FENOSA. La primera tiene en la actualidad una cartera diversificada de contratos internacionales de gas (en 2004 esta empresa adquirió gas de ENI y SONATRACH, entre otros), participaciones relevantes en las plantas de regasificación de Bilbao y Sagunto (en fase de construcción) y en el proyecto MEDGAZ. Por su lado UNIÓN FENOSA ha invertido de forma significativa en el segmento *upstream* en Egipto, que incluye la construcción de una planta de licuefacción de gas, y tiene una participación accionarial en REGANOSA, la sociedad que está desarrollando una nueva planta de regasificación en Galicia. ENDESA ha desarrollado su actividad en el mercado de aprovisionamiento de gas, mediante su filial de trading CARBOEX, y tiene como IBERDROLA una participación del 12% en el proyecto MEDGAZ.

En el segmento de la comercialización de gas a la generación eléctrica, hasta la fecha, han operado cinco empresas comercializadoras, incluidas en los grupos GAS NATURAL, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA, BAHÍA DE BIZKAIA y, recientemente, SHELL. GAS

NATURAL se configura como el suministrador principal del sector, con una cuota del 48,2%, aunque, seguido de cerca por otros competidores.

Como se desprende del cuadro siguiente, [...]

Cuadro 131. Estructura del suministro de gas a ciclos combinados

Empresa suministradora	Nombre del ciclo	CC.AA.	Potencia (MW)	Titular
C1.	Besós	Cataluña	400	Endesa
	Besós	Cataluña	400	Gas Natural
	San Roque	Andalucía	400	Endesa
	San Roque	Andalucía	400	Gas Natural
	Castejón	Navarra	400	Hidrocantábrico
	Tarragona	Cataluña	400	Endesa
	Arrúbal	La Rioja	800	Gas Natural
	Escombreras ¹	Murcia	400	Gas Natural
C2.	Castellón	C. Valenciana	800	Iberdrola
	Castejón	Navarra	400	Iberdrola
	Tarragona	Cataluña	400	Tarragona Power (Iberdrola)
	Arcos de la Frontera ²	Andalucía	1200	Iberdrola
	Santurce	País Vasco	400	Iberdrola
	Aceca	Castilla La Mancha	400	Iberdrola
C3	Palos de la Frontera	Andalucía	1200	Unión Fenosa
	San Roque	Andalucía	800	Nueva Generadora del Sur (U.F.)
	Aceca ¹	Castilla La Mancha	400	Unión Fenosa
C4	BBE	País Vasco	800	BBE
C5.	Amorebieta	País Vasco	800	Bizkaia Energía

(1) Ciclos iniciando pruebas actualmente

(2) El tercer grupo de Arcos de la Frontera está en pruebas actualmente

Fuente: CNE

Por su parte, ENDESA es el principal generador eléctrico, con una cuota en energía producida del 31,7% y tan solo un 3,6% en el mercado de aprovisionamiento a través de su filial de *trading* de gas CARBOEX. A diferencia de IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, que suministran gas directamente a sus ciclos combinados, ENDESA tiene contratos de suministro para sus centrales con GAS NATURAL

La operación propuesta crearía un grupo con la misma capacidad de suministro de gas a ciclos combinados que tiene en la actualidad GAS NATURAL y, además, aumentaría significativamente, por encima de la cuota de ENDESA, su participación en el mercado de generación eléctrica.

Cuadro 132 Cuotas de mercado en energía vendida de GAS NATURAL y ENDESA en la actualidad y después de la operación propuesta (datos de 2004)

	GAS NATURAL	ENDESA	GAS NATURAL – ENDESA
Comercialización a ciclos combinados	48,2%	0%	48,2%
Generación eléctrica	2,9%*	31,7%*	34,6%

*Cuotas en energía producida en el periodo Septiembre 2004 – Agosto 2005

Fuente: CNE

Frente a este escenario, que se presenta como novedoso en el mercado español, puesto que ninguno de los principales generadores tiene una posición tan prominente como la de GAS NATURAL en aprovisionamiento y comercialización de gas. Por tanto, con respecto a la actualidad cabe preguntarse si se podrían dar los siguientes obstáculos para la competencia efectiva:

- Cierre del mercado ascendente (aprovisionamiento) a otros generadores
- Cierre del mercado descendente (generación eléctrica) para otros aprovisionadores
- Acceso privilegiado a información sobre el aprovisionamiento de otros generadores

Cierre del mercado de aprovisionamiento

Para verificar si existe un efecto de cierre del mercado de aprovisionamiento es preciso examinar si existen fuentes de suministro alternativas equivalentes, y además, si la integración puede producir incentivos o ventajas competitivas tan acusadas para la entidad fusionada respecto de sus competidores, como para obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva.

Como se ha indicado anteriormente, en el mercado de aprovisionamiento de gas natural existe actualmente una multiplicidad de fuentes de suministro, alternativas a GAS NATURAL. Sin embargo, GAS NATURAL mantiene ventajas competitivas importantes basadas en su *mix* de contratos de aprovisionamiento con respecto a sus competidores. Esta situación, unida al hecho de que GAS NATURAL ya es un suministrador importante

de gas a centrales eléctricas, confiere a esta empresa cierta capacidad de incrementar los precios del gas para sus rivales en el mercado eléctrico.

A pesar de la relación existente con otros generadores eléctricos, es posible que GAS NATURAL hasta la fecha no haya tenido grandes incentivos a incrementar sus costes de suministro de gas, debido a que su cuota en el mercado de generación eléctrica es relativamente pequeña y que la empresa actúa fundamentalmente como precio aceptante. Al contrario, el grupo resultante de la operación podría tener incentivos mayores a incrementar el coste de sus competidores en el mercado de generación eléctrica, que a su vez podrían traducirse en un aumento del precio del pool eléctrico. Esto se debería, esencialmente, al hecho de que el nuevo grupo tendría una cuota en generación muy superior a la de GAS NATURAL en la actualidad y, por tanto, el beneficio de un aumento del precio del pool se repercutiría sobre un número mucho mayor de centrales.

Cierre del mercado de generación eléctrica

El grupo resultante de la operación abastecería la demanda existente y futura de gas de los ciclos combinados de GAS NATURAL y ENDESA. Considerando que los ciclos existentes de ambas empresas ya se abastecen de GAS NATURAL no puede concluirse que la operación implique una sustracción de la demanda existente de estos ciclos a otros proveedores de gas. De hecho la cuota del nuevo grupo en la comercialización de gas a centrales de generación eléctrica se mantendría igual a la actual de GAS NATURAL, 48,2%. Por otra parte, de cara al futuro, sí se puede afirmar que el nuevo grupo se aseguraría, y por tanto retiraría del mercado, toda la demanda del grupo ENDESA que potencialmente podría haber sido suministrada por otros suministradores en competencia entre sí.

Acceso privilegiado a información sobre el aprovisionamiento de otros generadores

Como se desprende de Cuadro 131, GAS NATURAL, además de suministrar sus propios ciclos, aprovisiona gas a varios agentes, como ENDESA, IBERDROLA e HIDROCANTÁBRICO, que son titulares de ciclos combinados. En este sentido ya se produce en la actualidad una situación de acceso privilegiado a información sobre los costes de aprovisionamiento de estos agentes que compiten con las centrales de GAS

NATURAL. Además, en el caso de HIDROCANTÁBRICO y ENDESA, el contrato de gas incluye la entrega en central, lo cual implica que estas empresas tienen que comunicar al suministrador sus nominaciones diarias de gas y por tanto GAS NATURAL conoce con exactitud y antelación el patrón de funcionamiento de los ciclos de estos competidores. En el caso del contrato con IBERDROLA esta situación no se produce, puesto que la entrega del gas se realiza en frontera, antes de la entrada en la planta de regasificación.

El grupo resultante de la operación tendría acceso esencialmente a la misma información sobre costes de gas que tiene GAS NATURAL en la actualidad (la aportación de ENDESA en este respecto no sería significativa). Sin embargo, debido a su mayor cuota en el mercado de generación eléctrica, y por tanto su mayor interés en afectar el precio de mercado, el nuevo grupo tendría previsiblemente un incentivo mayor a emplear la información obtenida para actuar de forma estratégica.

8.2.3 La generación eléctrica como *input* para la comercialización de electricidad

Las principales empresas eléctricas, incluida ENDESA, tienen un grado significativo de integración vertical entre sus actividades de generación y comercialización. Asimismo, GAS NATURAL ha entrado recientemente en ambos mercados, en buena parte como forma de cubrirse con respecto al riesgo de variaciones imprevistas entre el precio del mercado mayorista eléctrico y el precio de compra en los contratos de venta a los clientes finales.

El grupo resultante de la operación tendría una posición de integración vertical en el sector eléctrico bastante parecida a la del grupo ENDESA en la actualidad, que se vería reforzada como consecuencia de las cuotas existentes de GAS NATURAL en generación y comercialización eléctrica.

Cuadro 133 Cuotas de mercado en energía vendida de GAS NATURAL y ENDESA en la actualidad y después de la operación propuesta (datos de 2004)

	GAS NATURAL	ENDESA	GAS NATURAL – ENDESA
Generación eléctrica	2,9%*	31,7%*	34,6%
Comercialización de electricidad	8%	36%	44%

*Cuotas en energía producida en el periodo Septiembre 2004 – Agosto 2005

Fuente: CNE

La operación no añade un efecto vertical nuevo a la situación actual: los comercializadores con mayor capacidad de competir son los que están verticalmente integrado en un grupo empresarial que dispone de generación eléctrica, puesto que esta integración aporta una cobertura de riesgo contra variaciones del precio en el mercado mayorista. En este sentido el nuevo grupo mantendría esta cobertura. Por otra parte, la existencia de un pool eléctrico organizado, con un sistema transparente de ofertas y donde se realizan la gran parte de las transacciones, impide en general que cuotas elevadas de generación y comercialización puedan dar lugar a situaciones de cierre del mercado ascendente o descendente.

8.2.4 Integración entre distribución y comercialización de gas

Como se ha visto en los apartados 8.1.1.2 y 8.1.1.4, tanto GAS NATURAL como ENDESA, operan en distribución y comercialización de gas, aún cuando el primero tiene cuotas mucho más elevadas en términos de energía vehiculada y de número de puntos de suministro. En consecuencia, el grupo resultante de la operación tendría una posición reforzada en ambas actividades.

Cuadro 134 Cuotas de mercado de GAS NATURAL y ENDESA en la actualidad y después de la operación propuesta (datos de 2004)

	GAS NATURAL	ENDESA	GAS NATURAL – ENDESA
Distribución (gas vehiculado)	88%	2%	90%
Comercialización (gas vehiculado)	53%	5%	58%
Distribución (puntos de suministro)	85%	5%	90%
Comercialización (clientes)	88%	5%	93%

Fuente: CNE

En el apartado 8.1.1.5 se ha explicado como la falta de acceso a la distribución pueda representar una importante barrera a la entrada en la actividad de comercialización, debido al complicado proceso de interacción entre comercializadores y distribuidores, relacionado en buena parte con el paso masivo de clientes domésticos y comerciales al mercado liberalizado.

A continuación se presenta un análisis de cómo, hasta la fecha, (1) los comercializadores hayan elegido una estrategia de expansión de su actividad esencialmente en las áreas de distribución de su grupo empresarial y (2) los clientes, y especialmente los domésticos comerciales, tengan un grado elevado de fidelización a los comercializadores pertenecientes al mismo grupo empresarial que los distribuidores.

8.2.4.1 Estrategias regionales de los comercializadores

La gran mayoría de los comercializadores activos en el mercado libre pertenecen a grupos empresariales que también están presentes en distribución de gas natural. Dada la naturaleza regional de esta actividad, que depende del ámbito geográfico de la autorización administrativa, es relevante analizar las cuotas de mercado de los comercializadores en las diferentes Comunidades Autónomas, con el objetivo de verificar como incide sobre las mismas la integración vertical entre distribución y comercialización. Esta información se presenta de forma resumida en el Cuadro 135 hasta el Cuadro 138 y se explica de forma detallada por cada Comunidad Autónoma en el Anexo E.

Las cuotas en los distintos mercados regionales indican que, en general, y sobre todo para el segmento doméstico-comercial, los comercializadores han concentrado su actividad fundamentalmente en las áreas geográficas cubiertas por el distribuidor perteneciente al mismo grupo empresarial. Así, GAS NATURAL es el principal comercializador, con cuotas cercanas o superiores al 50% en total y al 90% en el segmento doméstico-comercial en todas las regiones, menos en el País Vasco, Asturias, Aragón y Extremadura. En estas regiones los principales comercializadores son el grupo ENDESA (en Aragón y Extremadura) y el grupo NATURCORP (en el País Vasco y en Asturias). Por otra parte, en los segmentos industriales y de generación eléctrica la entrada de nuevos competidores ha sido en general más significativa.

Cuadro 135 Cuotas sobre ventas de energía (MWh) en el mercado liberalizado total por Comunidades Autónomas

EMPRESA CCAA	Gas Natural	Unión Fenosa	Cepsa	BP	Endesa	Iberdrola	Shell	Naturcop	Gaz de France	BBE	Resto	TOTAL
Andalucía	48,2	17,9	13,0	7,9	5,2	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	100
Aragón	51,4	0,0	0,0	12,2	18,9	7,1	7,7	0,0	0,0	0,0	2,7	100
Asturias	23,6	11,2	0,0	31,2	15,9	0,0	0,0	16,1	0,0	0,0	1,9	100
Cantabria	70,8	4,4	0,0	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	13,7	0,0	5,2	100
Castilla la Mancha	69,0	0,0	8,1	5,7	0,0	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0	7,8	100
Castilla y León	54,4	0,0	10,2	4,2	0,0	22,3	4,6	0,0	0,0	0,0	4,2	100
Cataluña	72,9	0,0	0,0	4,3	6,8	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	100
Com. Valenciana	39,4	0,0	0,0	19,6	0,0	31,6	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4	100
Extremadura	91,4	0,0	0,0	0,0	8,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100
Galicia	54,5	27,8	0,0	0,0	6,5	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	6,9	100
La Rioja	90,4	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	100
Madrid	62,8	12,7	0,0	15,8	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	100
Murcia	70,4	0,0	0,0	0,0	0,0	20,2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4	100
Navarra	51,8	0,0	0,0	0,0	0,0	41,8	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	100
País Vasco	17,1	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	29,9	0,0	31,9	11,5	100

Fuente: CNE

Cuadro 136 Cuotas sobre ventas de energía (MWh) en el segmento doméstico-comercial por Comunidades Autónomas

EMPRESA CCAA	Gas Natural	Unión Fenosa	Cepsa	BP	Endesa	Iberdrola	Shell	Naturcop	Gaz de France	BBE	Resto	TOTAL
Andalucía	86,8	0	0	0	12	1,2	0	0	0	0	0	100
Aragón	6,7	0	0	0	48,3	41,6	0	0	0	0	3,3	100
Asturias	7,3	0	0	0	2	0	0	89,4	0	0	1,3	100
Cantabria	98,9	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	100
Castilla la Mancha	98,1	0	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0,5	100
Castilla y León	93,8	0	0	0	0	5,9	0	0	0	0	0,3	100
Cataluña	88,1	0	0	0	10,2	1,3	0	0	0	0	0,4	100
Com. Valenciana	94,4	0	0	0	0	3,6	0	0	0	0	2	100
Extremadura	46,8	0	0	0	0	53,2	0	0	0	0	0	100
Galicia	87,8	1,3	0	0	10,1	0	0,2	0	0	0	0,6	100
La Rioja	96,1	0	0	0	0	3,3	0	0	0	0	0,6	100
Madrid	85,5	7,9	0	0	0	4,1	0	0	0	0	2,5	100
Murcia	89,7	0	0	0	0	9,6	0	0	0	0	0,7	100
Navarra	90,8	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0,2	100
País Vasco	6,7	0	0	0	0	34,6	0	52,1	0	0	6,6	100

Fuente: CNE

Cuadro 137 Cuotas sobre ventas de energía (MWh) en el segmento industrial por Comunidades Autónomas

EMPRESA CCAA	Gas Natural	Unión Fenosa	Cepsa	BP	Endesa	Iberdrola	Shell	Naturcop	Gaz de France	BBE	Resto	TOTAL
Andalucía	39,5	3	24,3	14,8	9,6	2,7	0	0	0	0	6	100
Aragón	51,7	0	0	12,3	18,7	6,9	7,7	0	0	0	2,7	100
Asturias	24,1	11,5	0	32,1	16,3	0	0	14	0	0	1,9	100
Cantabria	70	4,5	0	6	0	0	0	0	14	0	5,4	100
Castilla la Mancha	67,9	0	8,4	5,9	0	9,7	0	0	0	0	8,1	100
Castilla y León	50,1	0	11,3	4,7	0	24,1	5,1	0	0	0	4,7	100
Cataluña	66,9	0	0	6,4	9,1	6,5	0	0	0	0	11,1	100
Com. Valenciana	49	0	0	25,3	0	13,7	0	0	0	0	12	100
Extremadura	91,7	0	0	0	8,3	0	0	0	0	0	0	100
Galicia	53	29,1	0	0	6,3	0	4,5	0	0	0	7,2	100
La Rioja	83,5	0	0	0	0	9,7	0	0	0	0	6,8	100
Madrid	51,8	15	0	23,5	0	4,8	0	0	0	0	5	100
Murcia	70,1	0	0	0	0	20,3	0	0	0	0	9,6	100
Navarra	53,8	0	0	0	0	27,9	0	0	0	0	18,3	100
País Vasco	24,6	0	0	0	0	11	0	42,5	0	5,5	16,5	100

Fuente: CNE

Cuadro 138 Cuotas sobre ventas de energía (MWh) en el segmento de la generación eléctrica por Comunidades Autónomas

EMPRESA CCAA	Gas Natural	Unión Fenosa	Cepsa	BP	Endesa	Iberdrola	Shell	Naturcop	Gaz de France	BBE	Resto	TOTAL
Andalucía	57,7	35,5	0	0	0	6,9	0	0	0	0	0	100
Aragón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asturias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cantabria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Castilla la Mancha	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Castilla y León	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cataluña	85,1	0	0	0	0	14,9	0	0	0	0	0	100
Com. Valenciana	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	100
Extremadura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Galicia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Rioja	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Madrid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Murcia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Navarra	48,1	0	0	0	0	51,9	0	0	0	0	0	100
País Vasco	0	0	0	0	0	5,9	0	0	0	94,1	0	100

Fuente: CNE

A continuación se muestra el mapa de las compañías distribuidoras con participación mayoritaria en su mercado regulado. Se acompañan también dos figuras en las que se representa el grado de participación de las comercializadoras del grupo mayoritario, GAS NATURAL, en las ventas en el mercado liberalizado de cada Comunidad Autónoma, la primera teniendo en cuenta el mercado total y, la segunda, teniendo en cuenta únicamente el mercado doméstico-comercial. Comparando ésta última figura con la distribución geográfica del mercado regulado por grupos empresariales, se observa un grado de correspondencia muy elevado entre las Comunidades Autónomas en las que

GAS NATURAL tiene una cuota significativa de participación en el mercado liberalizado del sector doméstico-comercial con aquéllas en las que ejerce la actividad de distribución de forma dominante, siendo dicha cuota superior al 85% del sector en todas ellas. Únicamente en las comunidades en las que GAS NATURAL no actúa como el distribuidor mayoritario, la participación del grupo en el mercado liberalizado doméstico-comercial es más reducida, de valor 46,8% en Extremadura (el 53,2% lo ostenta el Grupo IBERDROLA) e inferior al 10% en Aragón, Asturias y País Vasco.

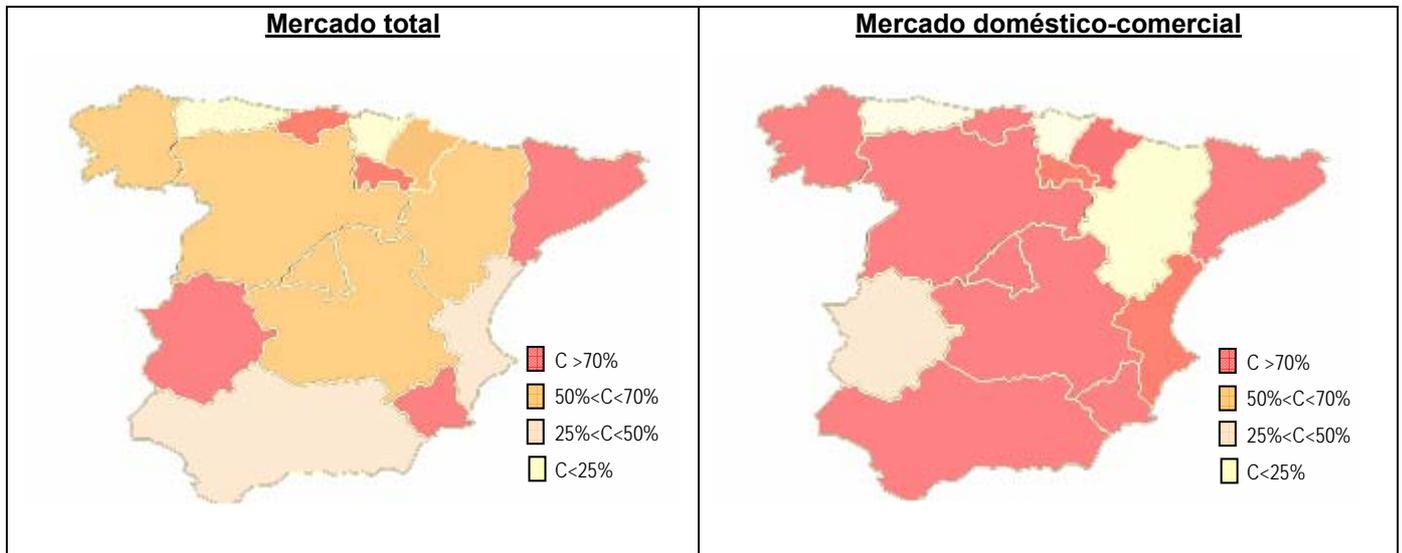
Teniendo en cuenta no sólo el sector doméstico-comercial, sino todas las ventas en el mercado liberalizado, en el que tiene un peso mayoritario el sector industrial-eléctrico, se aprecia también un elevado grado de correspondencia geográfica entre cuotas de comercialización y distribución de gas, aunque no tan acusado como en el caso del sector doméstico-comercial, y con alguna excepción. Concretamente, la cuota de comercialización del grupo GAS NATURAL en Extremadura y Aragón es superior al 70% y 50% respectivamente, si bien dicho grupo no ostenta la mayor cuota de participación en la distribución de GAS NATURAL en estas comunidades, lo cual es debido a la captación de una parte importante del sector industrial liberalizado de las mismas. Por lo que respecta a las cuotas de comercialización en la Comunidad Valenciana y Andalucía, ambas inferiores al 50%, cabe explicar esta reducción en base a la participación significativa de comercializadoras de otros grupos en el suministro de los ciclos combinados instalados en dichas comunidades.

Cuadro 139 Zonas geográficas con participación mayoritaria de las distribuidoras de GAS NATURAL de los diferentes grupos empresariales



Fuente: CNE

Cuadro 140 Cuotas de comercialización de GAS NATURAL en los mercados total y doméstico-comercial



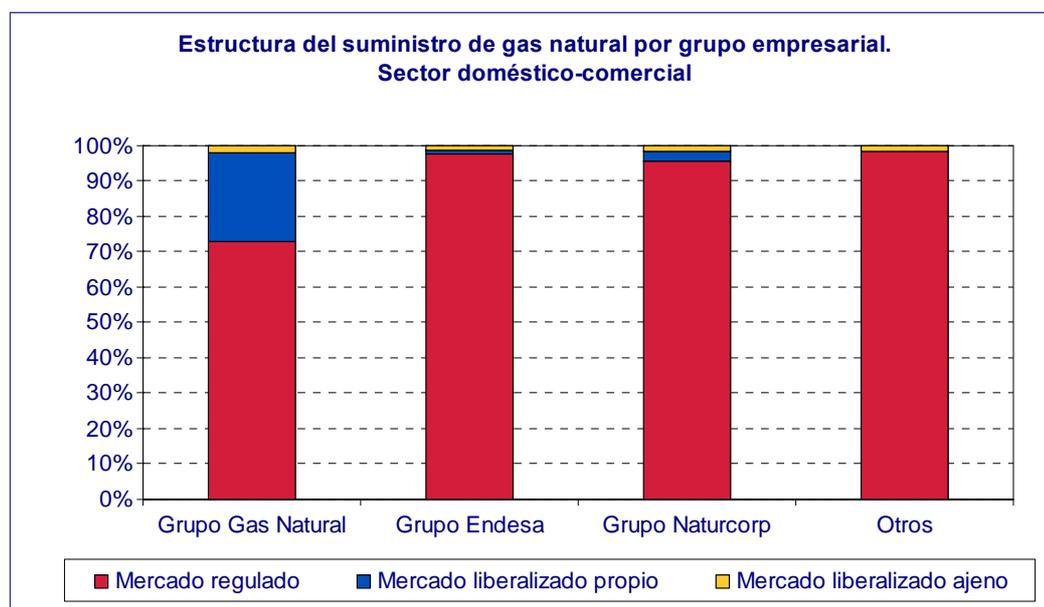
Fuente: CNE

8.2.4.2 Fidelización de los consumidores

A continuación se realiza un análisis de las tasas de fidelización de clientes por parte de cada grupo empresarial, es decir, del grado de permanencia de los consumidores suministrados a través del mercado liberalizado con una comercializadora del mismo grupo empresarial que la distribuidora a cuyas redes está conectada su instalación receptora. Los datos son relativos al año 2004 y se distingue entre suministros realizados al grupo 3, sector doméstico-comercial, y suministros realizados al resto de los grupos tarifarios, sectores industrial y de generación eléctrica, debido, como se verá, a su diferente comportamiento.

En el caso del sector doméstico-comercial, como se observa en el Cuadro 141, además de haber experimentado un menor grado de liberalización, en general la tasa de fidelización del sector es muy elevada. Esto se debe tanto a la inercia y a los elevados costes de cambio de suministrador que son propios de los consumidores de esta categoría, como a la integración de carácter regional entre distribución y comercialización analizada en el apartado anterior. Teniendo en cuenta tanto el mercado regulado como el liberalizado suministrado por cada grupo empresarial, en todos los casos la cuota de fidelización se sitúa en torno al 98%, es decir, que cada grupo continúa suministrando bien a tarifa, bien a mercado liberalizado, el 98% de la demanda del grupo 3 conectada a sus redes. En el Grupo GAS NATURAL, para el que el grado de apertura del sector doméstico-comercial alcanza un valor más significativo que en el resto, se aprecia que la proporción de mercado liberalizado suministrado por las comercializadoras no pertenecientes a su grupo empresarial es únicamente el 8% de las ventas liberalizadas a los clientes conectados a sus redes (2% de las ventas totales). Por lo tanto, no parece que haya competencia efectiva en el segmento doméstico, ya que prácticamente todas las ventas siguen siendo suministradas por el grupo empresarial original.

Cuadro 141 Grado de fidelización de los consumos facturados al segmento doméstico comercial, por grupo empresarial



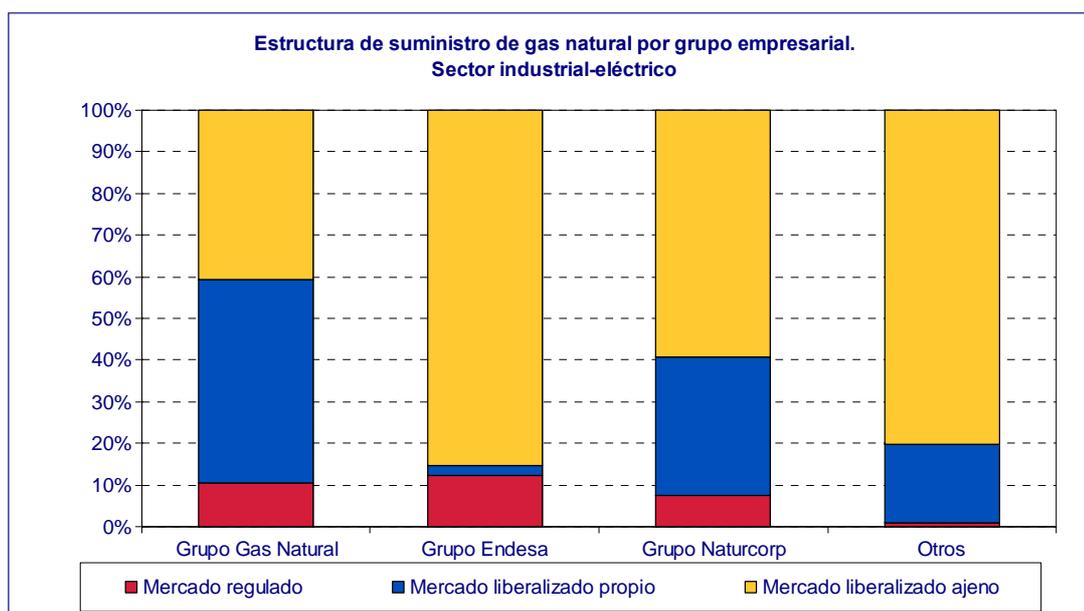
Fuente: CNE

En el caso del sector industrial y de los consumos destinados a la generación eléctrica, las tasas de fidelización son diferentes a las del sector doméstico. A primera vista se aprecia un menor grado de permanencia con el suministrador que venía realizando el suministro en el mercado regulado, representando, de forma global, el mercado fidelizado un valor del 50%. No obstante conviene hacer algunas matizaciones, analizando en detalle cada uno de los grupos empresariales.

El Grupo GAS NATURAL ostenta la mayor tasa de fidelización del sector, al suministrar casi el 60% de la demanda industrial y de generación eléctrica conectada a sus redes de suministro. En el caso de los grupos empresariales de ENDESA y Naturcorp, el valor de esta tasa se reduce hasta un 15% y un 45% respectivamente. Por otro lado, en 2004, la totalidad de la demanda de gas natural conectada directamente a las redes de transporte propiedad de ENAGAS sin pasar por redes de distribución intermedias, algo más del 12% del consumo de los sectores analizados, fue suministrado a través del mercado liberalizado por diversas compañías comercializadoras. Por su parte, la comercializadora del grupo BBG-BBE suministró el 100% de la demanda conectada directamente a sus

redes, esto es, de la central de ciclo combinado de 800 MW de su propiedad, instalada en el Puerto de Bilbao, que fue responsable de cerca del 3% del consumo de los sectores analizados.

Cuadro 142 Grado de fidelización de los consumos facturados a los segmentos industrial y eléctrico, por grupo empresarial

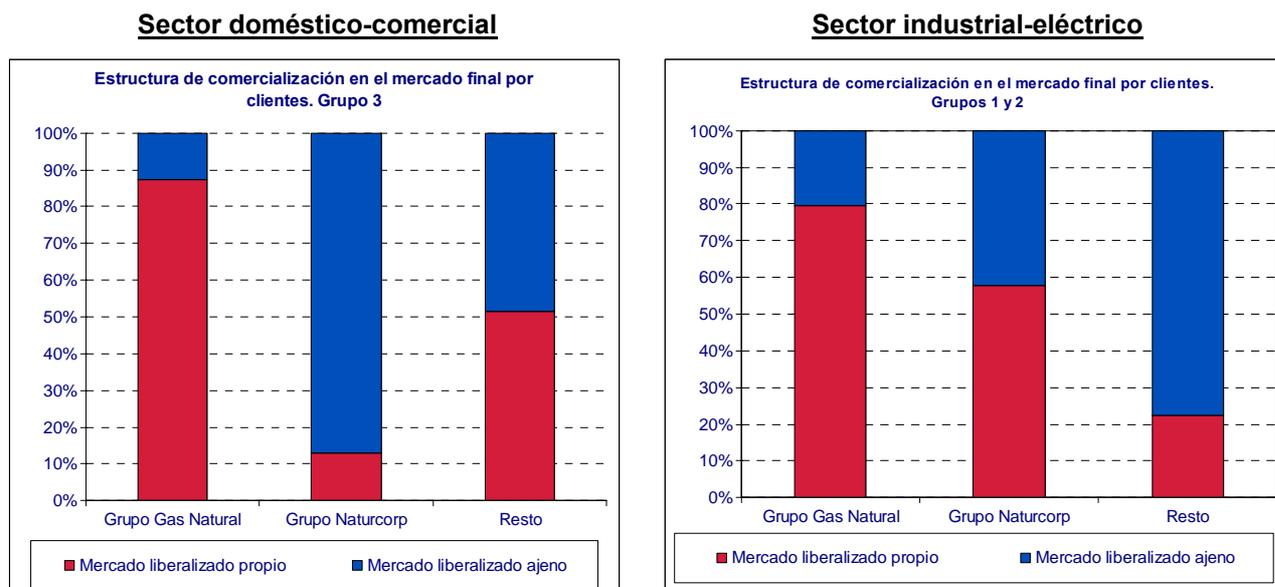


Fuente: CNE

En la figura siguiente se muestra la proporción de clientes en el mercado liberalizado que ha permanecido con la comercializadora del mismo grupo empresarial propietario de la red de distribución desde la que se suministra, y aquella que ha optado por otra compañía comercializadora diferente. En el caso del grupo GAS NATURAL, a cuyas redes se encuentran conectados el 99% de los clientes en el mercado liberalizado, se observa un elevado grado de fidelización, tanto para el sector doméstico-comercial, como para el sector industrial-eléctrico, con tasas de permanencia del 87% y 80% de los clientes en el mercado liberalizado, respectivamente. Estas tasas son mucho más reducidas para el resto de los grupos. En el caso particular de Naturcorp, éste presenta un valor de fidelización del 58% para el sector industrial-eléctrico, que se reduce hasta el 13% para el sector doméstico-comercial. Caso opuesto al del grupo ENDESA, para el que la tasa de

fidelización de clientes es mayor en el sector doméstico-comercial (51%) que en el sector industrial-eléctrico (35%).

Cuadro 143 Grado de fidelización de los clientes facturados a los segmentos doméstico-comercial e industrial-eléctrico por grupo empresarial.



Fuente: CNE

Considerando de forma conjunta el análisis de concentración a nivel regional y el análisis de concentración, cabe realizar unas breves consideraciones sobre las tendencias observadas.

Por lo que se refiere al sector doméstico-comercial, el elevado grado de fidelización de clientes asociado a la propiedad de redes y la presencia mayoritaria del grupo GAS NATURAL en la actividad de distribución de casi todas las Comunidades han dado lugar a que dicho grupo ostente unas cuotas de comercialización de gas muy elevadas, superiores al 85%, en todas ellas salvo en Aragón, Asturias y País Vasco. Esta tendencia de permanencia generalizada de los consumidores con el comercializador perteneciente al grupo empresarial con el que venían contratando el gas natural a tarifa, podría mantenerse en el futuro, principalmente a corto plazo. No obstante se espera también una gran actividad de los grupos eléctricos en este sector en el que, por otro lado, ya cuentan con cuotas de mercado liberalizado significativas en algunas Comunidades Autónomas,

como ENDESA en Aragón (48,3%), o IBERDROLA en Extremadura (53,2%) y el País Vasco (34,6%). En este segmento de mercado, la competencia está produciéndose prácticamente solo entre grupos con distribución gasista y grupos con distribución eléctrica en cada región, grupos empresariales verticalmente integrados, y presumiblemente mientras no se avance de forma que la separación entre actividades reguladas y actividades liberalizadas lleve a la independencia real en el funcionamiento de las empresas, para que las que no tengan distribución asociada no se encuentren en desventaja, seguirá existiendo un bajo número de competidores.

Por lo que se refiere al sector industrial, si bien el grado de fidelización es menor que para el sector doméstico-comercial, y a pesar de que, en un principio, haya tenido lugar una gran diversificación de los actores que participan en él, iniciando la operación en nuestro sistema compañías comercializadoras pertenecientes a grandes grupos petroleros, compañías eléctricas, independientes, etc., durante los últimos meses se observa una tendencia decreciente de la participación de algunas de ellas en el suministro. Estas empresas BP, SHELL y CEPSA se habían centrado en los grandes clientes industriales y se da el caso, en regiones pequeñas de que con menos de cinco clientes hayan sido los líderes en ventas del mercado en 2004 como BP en Asturias. También es notable la presencia de GAZ de FRANCE en Cantabria con muy pocos clientes. Por el contrario, en el caso de las comercializadoras pertenecientes a los grandes grupos eléctricos, éstas no se han especializado en ningún tramo de mercado y presentan recientemente, sendas de evolución creciente apreciable, tendencia que podría mantenerse durante los próximos periodos, al menos, en el corto plazo. Es previsible también que las empresas petroleras, una vez superada la incertidumbre regulatoria acerca del precio de tarifa, y una vez que esta recoja la subida del gas en los mercados internacionales, vuelvan a sus cuotas de mercado. Por lo tanto en este mercado nos encontraríamos con tres empresas eléctricas con cuotas de mercado apreciable, IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA, además de BP y en menor medida con SHELL, CEPSA y una incipiente participación de GAZ de FRANCE.

La tendencia de evolución de las cuotas de participación en el sector de la generación eléctrica, presentaría, a priori, una senda más previsible, dado que el incremento o

decremento de cuota de mercado en este sector para cada uno de los agentes está ligado a la entrada en funcionamiento de los ciclos combinados programados y los acuerdos de suministro con las correspondientes comercializadoras. Según éstos, próximamente participarán (o participan desde hace muy poco tiempo) en este sector del mercado nuevos suministradores, como GAZ de FRANCE y SHELL. El suministrador principal, GAS NATURAL, y las compañías eléctricas, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, incrementarían su volumen de suministros a medida que los proyectos de ciclo combinado vayan entrando en funcionamiento.

8.2.5 Integración entre distribución y comercialización de electricidad

Como se ha visto en los apartados 8.1.2.1 y 8.1.2.2, ENDESA es un operador establecido en distribución y comercialización de electricidad, con una presencia mayor en distribución en términos de energía vehiculada. Por otra parte, GAS NATURAL ha entrado recientemente con éxito en comercialización de electricidad, a pesar de no poseer activos de distribución eléctrica. En consecuencia, el grupo resultante de la operación tendría un mayor grado de integración vertical, más equilibrado en términos de energía vendida con respecto al que tiene ENDESA en la actualidad. Por otra parte, debido a que GAS NATURAL ha entrado de forma importante en el segmento doméstico, la cuota del nuevo grupo sobre número de clientes resultaría ser bastante más elevada (59%) con respecto a la cuota en puntos de suministro en redes de distribución (39%).

Cuadro 144 Cuotas de mercado de GAS NATURAL y ENDESA en la actualidad y después de la operación propuesta (datos de junio de 2005)

	GAS NATURAL	ENDESA	GAS NATURAL – ENDESA
Distribución (energía vehiculada)	0%*	42%	42%
Comercialización (energía vendida)	8%	35%	43%
Distribución (puntos de suministro)	0%	39%	39%
Comercialización (clientes)	19%	40%	59%

*La cuota de GAS NATURAL es cercana a 0%, puesto que la empresa solo es titular de 2 pequeñas distribuidoras en la provincia de Salamanca.

Fuente: CNE

De forma análoga al la comercialización de gas, la comercialización de electricidad también se ve afectada por el grado de integración vertical con los activos de distribución.

La integración de distribución y comercialización bajo la propiedad de una misma empresa ha representado hasta la fecha un activo estratégico de gran importancia para el desarrollo de la comercialización. De hecho, los cuadros siguientes muestran que todas las empresas integradas, y en particular ENDESA e IBERDROLA, tienen su cartera de clientes y de energía vendida fuertemente concentrados en sus propias áreas de distribución.

Cuadro 145 Cartera de clientes de los distintos comercializadores por área de distribución a 30 de junio de 2005

COMERCIALIZADOR	DISTRIBUIDOR						TOTAL
	IBERDROLA	ENDESA	UEF	OTROS DIST.	VIESGO	HC	
IBERDROLA	94%	4%	2%	0%	0%	0%	100%
ENDESA	2%	96%	1%	0%	0%	0%	100%
UNION FENOSA	24%	9%	64%	0%	0%	3%	100%
OTROS	58%	30%	8%	1%	1%	1%	100%
VIESGO	4%	3%	1%	10%	80%	2%	100%
HIDROCANTÁBRICO	24%	13%	5%	0%	4%	54%	100%
GAS NATURAL	35%	50%	14%	0%	1%	0%	100%

Fuente: CNE

Cuadro 146 Cartera de energía vendida de los distintos comercializadores por área de distribución, a 30 de junio de 2005.

COMERCIALIZADOR	DISTRIBUIDOR						TOTAL
	IBERDROLA	ENDESA	UEF	OTROS DIST.	VIESGO	HC	
IBERDROLA	91%	6%	2%	0%	0%	1%	100%
ENDESA	6%	90%	2%	0%	1%	0%	100%
UEF	22%	12%	64%	1%	0%	1%	100%
OTROS	70%	21%	8%	1%	0%	0%	100%
VIESGO	35%	28%	9%	2%	24%	2%	100%
HIDROCANTÁBRICO	27%	27%	14%	0%	3%	28%	100%
GAS NAT	37%	42%	18%	1%	1%	1%	100%

Fuente: CNE

Otro indicador de la ventaja competitiva otorgada por la integración es el grado elevado de fidelización o permanencia de los consumidores con los comercializadores pertenecientes al mismo grupo empresarial de los distribuidores, a cuya red están conectados los consumidores. Si se analizan los datos históricos, desde diciembre de 2003 hasta junio de 2005, se observa una tendencia a la reducción de las tasas de fidelización, aún cuando estas se mantienen en niveles todavía muy elevados en la actualidad.

De los cuadros siguientes se desprende que, en junio de 2005, la mayoría de los consumidores que ha abandonado la tarifa integral ha firmado por primera vez, o renegociado, un contrato de suministro con el comercializador afiliado al distribuidor. Una vez más, este efecto es especialmente evidente en el caso de ENDESA e IBERDROLA, con tasas de fidelización cercanas al 80%.

Cuadro 147 Cuota de clientes fidelizados por el comercializador del mismo grupo empresarial que el distribuidor

	IBERDROLA	ENDESA	UEF	VIESGO	HC
31/12/2003	86%	85%	73%	34%	88%
30/06/2005	79%	77%	43%	28%	31%

Fuente: CNE

Cuadro 148 Cuotas de clientes de los distintos comercializadores por área de distribución a junio de 2005

COMERCIALIZADOR	DISTRIBUIDOR					
	IBERDROLA	ENDESA	UNION FENOSA	OTROS DIST.	VIESGO	HC
IBERDROLA	79%	3%	9%	9%	6%	29%
ENDESA	2%	77%	9%	10%	3%	1%
UNION FENOSA	2%	1%	43%	14%	1%	31%
OTROS	1%	0%	1%	5%	1%	2%
VIESGO	0%	0%	0%	21%	28%	1%
HIDROCANTÁBRICO	0%	0%	0%	1%	2%	31%
GAS NATURAL	15%	19%	39%	39%	59%	5%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: CNE

8.2.6 Conclusiones sobre la valoración de la integración vertical en los diferentes mercados

El nuevo grupo heredaría las relaciones verticales ya existentes en GAS NATURAL y ENDESA, que además se reforzarían debido a la mayor concentración horizontal que la operación generalmente produciría en los mercados ascendentes y descendentes. Esta situación se produciría en la integración existente entre aprovisionamiento-comercialización de gas, generación eléctrica-comercialización de electricidad y distribución-comercialización (de gas o electricidad).

El efecto vertical más novedoso de la operación estaría relacionado con la integración entre comercialización de gas y su empleo en el segmento de la generación eléctrica.

Sobre la base de precedentes que corresponden a operaciones muy similares, se podría concluir que en una situación de posición dominante individual indiscutida de GAS NATURAL en el mercado de aprovisionamiento, y de la cuota elevada en los mercados de generación y comercialización de electricidad ostentada por ENDESA, la independencia del proveedor de gas respecto a los competidores en el sector eléctrico es un elemento crucial para el mantenimiento de la competencia efectiva en este último sector⁸⁶.

⁸⁶ Ver igualmente la Recomendación 14.13 del Informe CNE sobre la operación ENDESA/IBERDROLA, página 198, en la que se subrayaba la conveniencia de independizar los sectores de gas y electricidad: *“Puesto que el incremento de competencia en el sector eléctrico puede venir propiciado por la participación en el mismo de sociedades que tradicionalmente operan en el sector del gas, y de forma recíproca, la competencia en el sector de gas podría verse incrementada igualmente por la participación de empresas eléctricas en el mismo, es conveniente independizar en lo posible la operación de las diversas compañías: eléctricas y gasistas”*. Ver igualmente en la Conclusiones del mismo informe, la conclusión 15.10 sobre condicionados a la actividad de producción, en el 15.10.7 *“Sobre los nuevos agentes generadores con posición de dominio en mercados de suministro de combustibles”*, se señala: *“Para prevenir distorsiones de competencia en el mercado de generación eléctrica, se considerará la situación que los adquirentes de centrales incluidas en el Plan de Desinversión tengan en el mercado de gas natural y petróleo como combustibles para consumo eléctrico. La consideración de dichas situaciones, o cuotas de mercado de combustibles, se realizará conjuntamente con la de las cuotas del mercado de producción eléctrica que vayan a adquirir”*.

Con respecto a estos precedentes es importante resaltar dos características recientes del mercado energético español: (1) GAS NATURAL opera desde hace varios años como generador en el mercado eléctrico; (2) la mayoría de las empresas eléctricas han ido posicionándose en el mercado de aprovisionamiento del gas y tienen en la actualidad acceso a proveedores distintos de GAS NATURAL, aún cuando esta empresa tiene posiblemente el *mix* de aprovisionamientos más competitivo del mercado.

Teniendo en cuenta estas circunstancias, las principales conclusiones del análisis sobre los efectos verticales de la operación relacionados con la integración entre comercialización de gas y la generación eléctrica, apuntan a que podría registrarse:

- Un efecto de cierre del mercado de aprovisionamiento, debido a un mayor incentivo del nuevo grupo a incrementar el precio del gas a otros generadores en el mercado eléctrico, que sería en su caso mitigado por la presencia de otras fuentes de suministro.
- Un efecto a largo plazo de cierre del mercado de generación, puesto que el nuevo grupo absorbería la demanda futura de gas para generación de ENDESA, retirándola del mercado.

8.3 Valoración de los aspectos conglomerales de la operación y su eventual incidencia sobre la competencia

En el contexto español, en materia de efectos conglomerales derivados de una concentración el SDC ha señalado en su documento "*Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas por parte del servicio de defensa de la competencia*" los siguientes criterios:

"(...) el análisis de una operación debe considerar los posibles efectos conglomerado o "cartera", derivados de la ampliación del ámbito de actuación de una empresa bien mediante su expansión a mercados de producto diferentes pero próximos o bien mediante el aumento de sus marcas en mercados caracterizados por la diferenciación. En este

caso, la operación puede afectar a la competencia efectiva cuando, por ejemplo, una de las partes pase a disponer de algún bien de necesaria adquisición (o "must stock") o bien consiga un catálogo de productos sin comparación con el de los competidores, con las consiguientes ventajas en términos de mejor posición frente al cliente, de flexibilidad para estructurar precios o descuentos, de economías de escala o de sinergias por el desarrollo conjunto de actividades comunes."

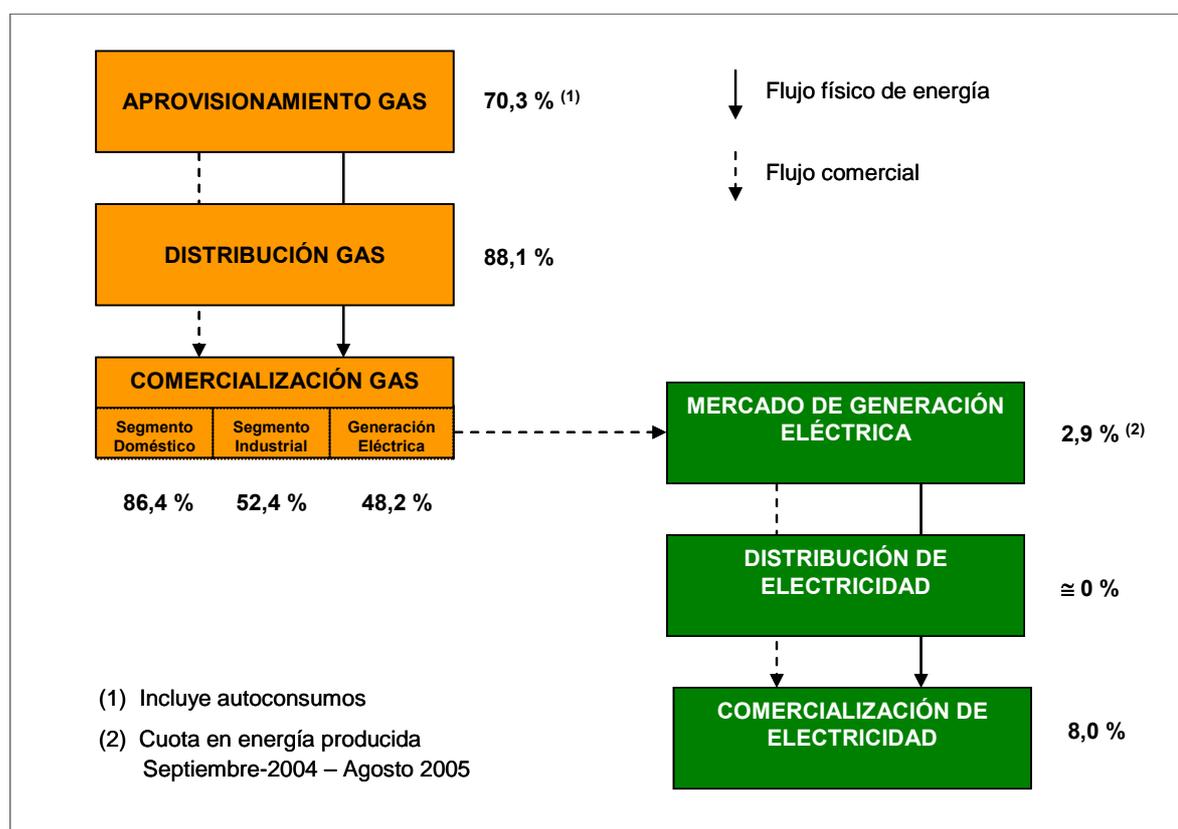
Con el fin de ilustrar mejor los efectos conglomerales de la operación es útil resumir los principales efectos horizontales y verticales de la operación. Los cuadros siguientes ilustran las cuotas de mercado de los dos grupos en la actualidad y como consecuencia de la operación en todos los segmentos de mercados relevantes.

La comparación de los cuadros 146,147 y 148 revela unos patrones importantes:

- Los efectos horizontales (concentración en un mismo mercado) son presentes pero no implican aumentos de cuotas muy sustanciales con respecto a las fuertes posiciones actuales de ENDESA en electricidad y GAS NATURAL en gas, puesto el grado de coincidencia en los mismos mercados es en general bajo, con la excepción quizás de la comercialización de electricidad.
- El nuevo grupo hereda las relaciones verticales ya existentes en GAS NATURAL y ENDESA, aún cuando reforzadas. Además, se amplifica la relación entre suministro de gas y generación eléctrica, al poderse producir una situación potencial de cierre del mercado de suministro para generación eléctrica y una situación de retirada de la demanda futura de ENDESA del mercado del gas.
- Los efectos conglomerales (entre mercados distintos) son realmente los más relevantes de esta operación, puesto que el nuevo grupo obtendría, con respecto a GAS NATURAL y ENDESA como empresas separadas, una presencia muy significativa en ambos sectores del gas y de la electricidad.

La fuerte posición del nuevo grupo en gas y electricidad sería inigualable por otros operadores actualmente activos en el mercado. Además esta posición sería problemática por crear: (1) una capacidad simultánea de afectar el nivel de los precios en generación eléctrica y en comercialización de gas, y por tanto de condicionar el proceso de arbitraje entre estos dos mercados; (2) una capacidad de comercialización conjunta de gas y electricidad a partir de la titularidad conjunta de redes de distribución de gas y electricidad, que conferiría al nuevo grupo el acceso directo, con ventajas difícilmente contrastables por comercializadores independientes, a una amplia base de clientes.

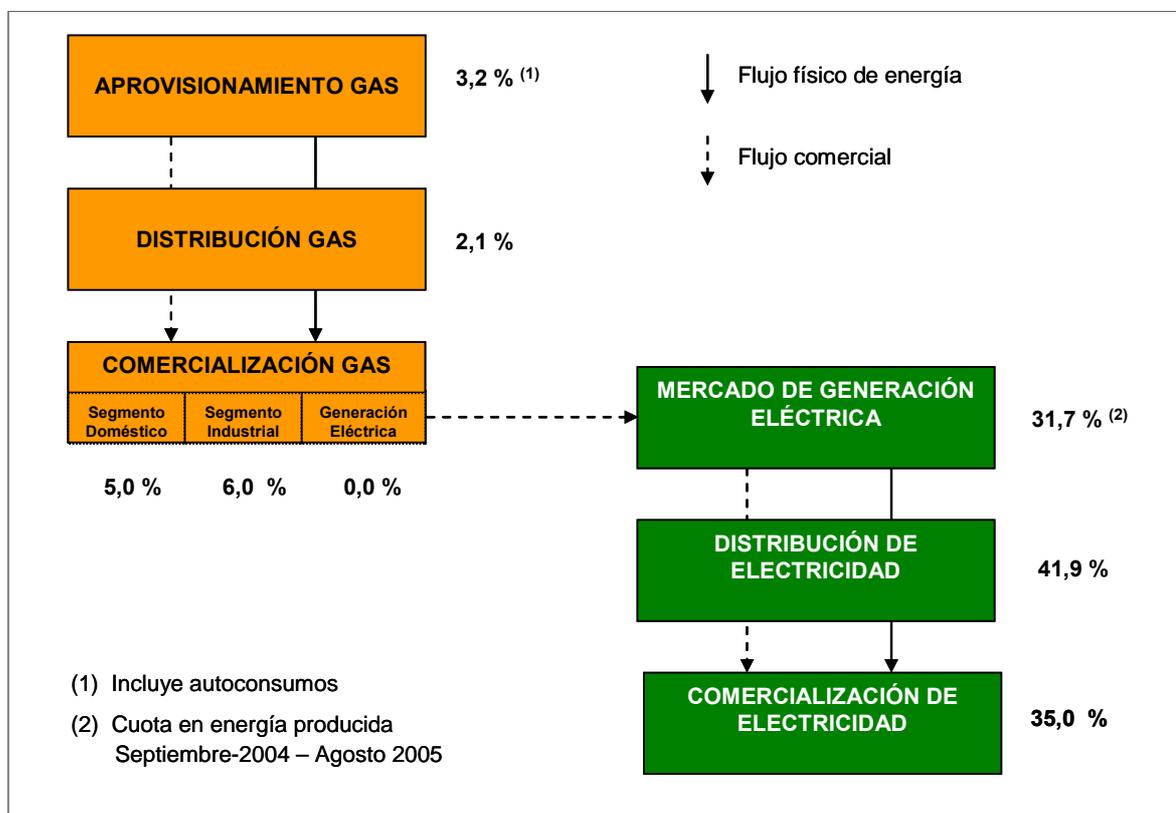
Cuadro 149 Resumen de las cuotas del grupo GAS NATURAL en los distintos mercados relevantes de los sectores de la electricidad y del gas natural (datos en términos de energía a finales de 2004)⁸⁷



Fuente: CNE

⁸⁷ Véase nota al cuadro 46 20 de diciembre de 2005

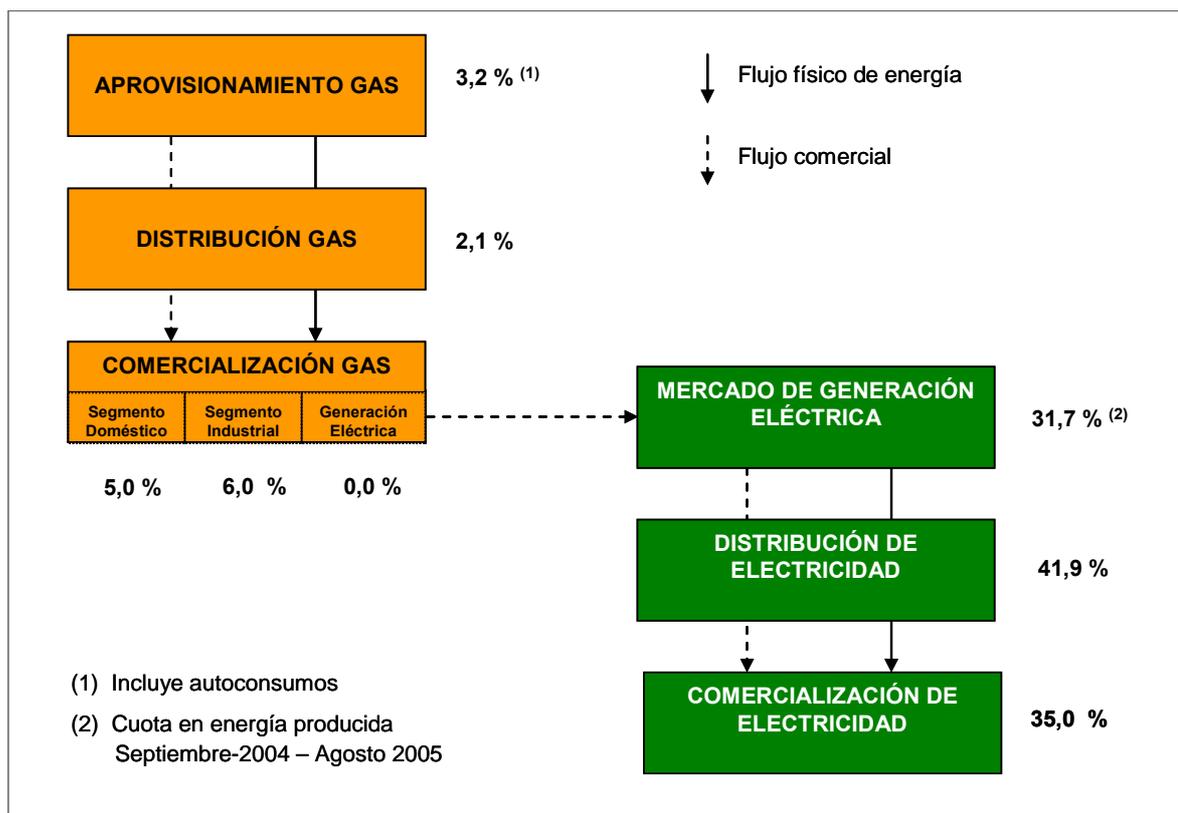
Cuadro 150 Resumen de las cuotas del grupo ENDESA en los distintos mercados relevantes de los sectores de la electricidad y del gas natural (datos en términos de energía a finales de 2004)⁸⁸



Fuente: CNE

⁸⁸ Véase nota al cuadro 46
20 de diciembre de 2005

Cuadro 151 Resumen de las cuotas del grupo resultante de la operación (sin desinversiones) en los distintos mercados relevantes de los sectores de la electricidad y del gas natural (datos en términos de energía a finales de 2004)⁸⁹



Fuente: CNE

8.3.1 Arbitraje entre mercado de gas convencional y de generación eléctrica

La presencia simultánea de una cuota elevada en generación eléctrica y en comercialización de gas aumentaría de forma significativa las posibilidades del grupo resultante de transferir el gas natural entre mercado convencional y mercado eléctrico.

Una primera posibilidad, que menciona GAS NATURAL explícitamente a la Comisión Europea, es la de utilizar los ciclos combinados como almacenamientos de gas virtuales,

⁸⁹ Véase nota al cuadro 46
20 de diciembre de 2005

es decir como instrumentos para colocar los excedentes de gas no vendidos en el mercado convencional. Además, esto permitiría a GAS NATURAL aumentar su capacidad de utilizar los excedentes del contrato de Argelia en verano, cuando la demanda para el mercado doméstico es más baja.

Una segunda posibilidad, especialmente preocupante, sería el impacto sobre el proceso de arbitraje entre el mercado convencional de gas y el mercado de gas para la generación eléctrica. El hecho de que el crecimiento de la demanda de gas sea especialmente importante en generación, llevará a que la cuota del mercado gasista global para generación tenga cada vez más peso, y que por lo tanto, la imbricación de los sectores eléctricos y gasista sea mayor, pudiendo llegar a tener la actividad de comercialización la función de arbitrar precios entre ambos mercados: si los precios en el mercado eléctrico son atractivos, se reducirá la oferta de gas con destino a los consumidores industriales y domésticos, lo que llevaría a un encarecimiento de precios, en caso contrario, habría más gas disponible para los consumidores finales gasistas, y, previsiblemente mejores precios (este efecto es siempre difícil de prever pues, por ejemplo, no se opera en un mercado exclusivamente nacional). En este caso, una empresa bien posicionada en ambos sectores podría tener una posición de ventaja competitiva en ambos mercados.

El arbitraje debería en principio permitir optimizar en cada momento el empleo del gas en los mercados (convencional o de generación) y fomentar la competencia. Sin embargo esto requiere que los dos mercados involucrados funcionen de forma competitiva. Así, GAS NATURAL en la actualidad compite en el pool eléctrico contra otras tecnologías y es generalmente un generador precio aceptante. Está claro que este precio representa un coste oportunidad para el gas ofertado en el mercado convencional a los consumidores industriales y que si este precio sube GAS NATURAL tendrá un claro incentivo a ofertar el gas a los consumidores industriales a un precio más alto (esta, de hecho, es la situación que se está registrando en la actualidad). Por otra parte, si el precio de la electricidad en el pool baja GAS NATURAL no tendrá incentivo, dada su cuota de mercado elevada y la opacidad de precios en el mercado convencional, a reducir su oferta a los consumidores industriales. Como resultado de la operación este problema se ve agravado por el hecho de que el nuevo grupo tendría capacidad de afectar el precio del pool eléctrico, debido a

su cuota de mercado mucho mayor que la actual del Grupo GAS NATURAL. Así, la capacidad de subir el precio en el mercado eléctrico se uniría a la capacidad de incrementarlo en el mercado de comercialización, reduciendo los beneficios teóricos del proceso de arbitraje.

8.3.2 Comercialización y distribución conjunta de gas y electricidad

El otro efecto conglomeral relevante concierne el hecho de que, la posición conjunta de las dos empresas, reforzada tanto en aprovisionamiento de gas como en generación eléctrica, y por la titularidad de activos de distribución, aporta al nuevo grupo una ventaja muy importante en la realización de ofertas conjuntas de gas y electricidad con respecto a todas las otras empresas operantes en el mercado, que generalmente no tienen una posición fuerte en ambos sectores. Como se describe a continuación, estas ofertas constituyen el principal producto ofrecido por los comercializadores de ambos sectores en la actualidad en el segmento doméstico-comercial.

En los últimos años se ha producido a nivel europeo una fuerte tendencia por parte de las empresas denominadas *utilities*⁹⁰ a operar en más de un sector. Entre los motivos que han impulsado esta tendencia se encuentra la presencia de sinergias, que se traducen en ahorros de costes y aprovechamiento de economías de escala y alcance. En este contexto, se definen como “*multiutilities*”, en sentido estricto, a aquellas empresas que desarrollan sus actividades en más de uno de los siguientes sectores: gas, electricidad, agua y telecomunicaciones.

El concepto de *multiutility* puede incluir dos dimensiones distintas, ambas presentes en la operación analizada: (1) la integración de redes; (2) la oferta conjunta de productos.

8.3.2.1 Integración de redes

La explotación conjunta de las redes de electricidad y gas puede tener sinergias y economías de alcance que supondrían una reducción en los costes medios totales

⁹⁰ Se designan con este término a aquellas compañías que desarrollan su actividad en sectores “afectados al interés general” o “dedicados al servicio público”, como electricidad, agua, gas y telecomunicaciones.
20 de diciembre de 2005

incurridos en el desarrollo de las actividades reguladas, lo cual podría redundar en un beneficio para los usuarios. Las principales economías de escala y alcance potenciales se encuentran en tres áreas:

- La ejecución de las instalaciones (permisos, topografía, cartografía, zanjas, etc.).
- Los procesos de lectura, facturación y cobro.
- Gestión conjunta de las redes de distribución de gas y electricidad (gestión de averías, atención al cliente, administración, dirección, etc.), que puede desarrollarse mediante el *outsourcing* de servicios externos, como personal especializado en ambas actividades de gas y electricidad.

La importancia cuantitativa de estos efectos depende de forma crítica de las especificidades de cada empresa y del contexto regulatorio y de mercado en el que operan. No obstante, se observa una tendencia internacional a variar las estructuras organizativas en la industria energética europea y en Estados Unidos: las empresas, en particular las eléctricas, tienden a reestructurar sus negocios hacia la gestión conjunta de las redes de distribución.^{91,92} Se pueden mencionar aquí algunos ejemplos:

- ENDESA tenía tradicionalmente la distribución de gas encuadrada dentro de las actividades de diversificación del grupo. En 2003 se creó ENDESA RED S.A., que engloba la distribución de electricidad y de gas.
- En Italia, la principal empresa eléctrica, ENEL, hasta junio de 2004 tenía verticalmente integradas sus unidades de redes, infraestructuras y comercialización. En ese año se separaron las actividades de red de las actividades comerciales y se constituyó la Unidad de Infraestructuras y Redes, que comprende redes de gas y electricidad.
- En Reino Unido, National Grid, principal gestor y propietario de las redes de transporte de gas y electricidad en este país, ha vendido recientemente cuatro

⁹¹ Fuente: NERA Economic Consulting

⁹² En la mayor parte de los ejemplos considerados, con la excepción de las empresas españolas, los negocios de redes no incluyen la actividad de suministro regulado. En algunos casos, como en el Reino Unido, esto así porque ya no existen tarifas reguladas, y en otros casos, como en Electrabel y ENEL, el suministro regulado se encuentra incluido en divisiones separadas de comercialización.

empresas de distribución de gas. Dos de ellas, *Northern Gas Networks* y *Scottish and Southern Energy*, operan redes de gas y electricidad.

- En Bélgica, Electrabel, controlada por el grupo Suez, lleva a cabo la gestión técnica, el mantenimiento y desarrollo conjunto de las redes de distribución de gas y electricidad a través de tres empresas regionales de redes, que concentran las actividades de distribución de gas y electricidad en representación de los operadores del sistema de distribución nombrados por las autoridades municipales.
- En EE.UU., donde la liberalización del mercado industrial del gas fue realizada antes que en Europa (en la primera mitad de los años 90 en la mayor parte de los estados), existen numerosos ejemplos de concentración⁹³ de negocios de redes y de su separación funcional de las actividades comerciales dentro de un mismo grupo empresarial.

En España, la gestión de redes de gas y electricidad por parte de un solo agente no es un fenómeno nuevo, aunque es poco habitual. Solo en 4 CCAA: Aragón, Asturias, Extremadura y Baleares, existe un solapamiento significativo entre las redes de distribución de gas y electricidad.

El grupo GAS NATURAL distribuye y comercializa gas, y sólo comercializa electricidad⁹⁴. Las principales compañías eléctricas generalmente distribuyen y comercializan electricidad, y algunas de ellas distribuyen también gas en determinadas zonas geográficas. Los ejemplos más significativos y establecidos son los de los grupos HIDROCANTÁBRICO y ENDESA. El primero ha apostado por un desarrollo gasista concentrado en su área histórica de distribución eléctrica, Asturias, mediante su filial Gas de Asturias, ahora perteneciente al grupo NATURCORP⁹⁵. Por otra parte, ENDESA ha entrado en la distribución de gas de forma menos concentrada geográficamente, a través

⁹³ Como ejemplos se pueden mencionar aquí los casos de algunas de las principales empresas energéticas de Estados Unidos, como Consolidated Edison Inc., Scana y Cinergy Corporation. Todas estas empresas operan a través de subsidiarias con una clara distinción entre negocios regulados y competitivos, y, en muchos casos, con divisiones que concentran las actividades de distribución de gas y electricidad.

⁹⁴ Con la excepción de una participación en dos pequeñas distribuidoras: ELECTRA DE ABUSEJO, S.L. y DISTRIBUCION ELECTRICA DE NAVASFRIAS, S.L.

⁹⁵ El grupo NATURCORP se creó en 2004 e incluye activos de redes de gas principalmente en Asturias y País Vasco.

de 6 empresas regionales: GAS ARAGÓN en Aragón, GESA GAS en Baleares, DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS en Castilla y León, DICOGEXA en Extremadura, MERIDIONAL DEL GAS en Andalucía y GAS ALICANTE en la Comunidad Valenciana. Entre estas empresas regionales solo GAS ALICANTE distribuye gas en una zona donde ENDESA no es distribuidor eléctrico. Sin embargo, los porcentajes de participación de estas empresas en la distribución de gas son muy desiguales y en algunos casos poco relevantes.

El otro grupo eléctrico que ha entrado, muy recientemente, en la distribución de gas es UNIÓN FENOSA que, mediante la empresa GAS DIRECTO, desarrolla su actividad en varios términos municipales situados en Madrid, Galicia y Andalucía, donde UNIÓN FENOSA es distribuidor de electricidad.

8.3.2.2 Oferta conjunta de productos

En España, desde la apertura completa de los mercados de gas y electricidad el 1 de enero de 2003, se observa una tendencia de los grupos energéticos a reforzar sus estructuras comerciales y a desarrollar campañas de comunicación con el fin de fidelizar su cuota de mercado y de captar nuevos clientes. En este contexto se encuadra el suministro conjunto de gas y electricidad, presente en las ofertas de los principales comercializadores de gas y electricidad. El Cuadro 152 muestra, para los principales comercializadores, el porcentaje de los distintos tipos de ofertas de electricidad y/o gas sobre el total de provincias en España. Destaca el hecho de que casi todos los comercializadores tienden a ofrecer tanto electricidad como gas a los consumidores domésticos en la mayoría de las provincias españolas. En particular, GAS NATURAL, UNIÓN FENOSA e IBERDROLA, ofrecen los dos productos en más del 90% de las provincias.

Cuadro 152 Tipología de ofertas de las principales comercializadoras de gas y electricidad para consumidores domésticos (porcentaje sobre el total de provincias en España)

Principales comercializadores	Tipología de ofertas				
	Electricidad y gas	Solo electricidad	Solo gas	Ninguna oferta	Total
ENDESA ENERGIA	44,2%	55,8%	0,0%	0,0%	100%
GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A.	90,4%	9,6%	0,0%	0,0%	100%
HIDROCANTABRICO ENERGIA S.A.U.	84,6%	0,0%	0,0%	15,4%	100%
IBERDROLA S.A.	90,4%	0,0%	0,0%	9,6%	100%
NATURGAS COMERCIALIZADORA, S.A.	5,8%	0,0%	84,6%	9,6%	100%
UNION FENOSA COMERCIAL S.L.	90,4%	9,6%	0,0%	0,0%	100%
VIESGO ENERGIA S.L.	0,0%	90,4%	0,0%	9,6%	100%

Fuente: CNE

En su informe sobre el caso ENI/EDP/GDP, la Comisión Europea realizó una investigación sobre el suministro conjunto de gas y electricidad, confirmando que los consumidores tienden a preferir las ofertas conjuntas al momento de elegir su suministrador. A este respecto, IBERDROLA declaró a la misma Comisión que, en la experiencia española “las ofertas *dual-fuel* son el motor principal de desarrollo del mercado”. IBERDROLA añadió asimismo que una porción significativa de sus clientes, en particular de los de nueva captación, tiene contratos de suministro conjunto de gas y electricidad.

En el informe elaborado por esta Comisión sobre las ofertas conjuntas de suministro de electricidad y gas natural⁹⁶ se observa que “(...) *para las empresas energéticas el suministro conjunto de electricidad y gas también comporta ventajas, que se traducen especialmente en un ahorro de costes de tipo comercial como campañas promocionales conjuntas o unificación de servicios de gestión y comercialización, y en otro tipo de ahorros derivados, principalmente, de unificar servicios de atención y reparación en caso de averías ... estas ventajas han impulsado el lanzamiento, por parte de las principales empresas energéticas españolas, de ofertas conjuntas de electricidad y gas beneficiosas para el consumidor*”.

⁹⁶ CNE, “Informe sobre criterios generales en relación con las ofertas conjuntas de suministro de electricidad y gas natural”, febrero de 2004.
20 de diciembre de 2005

Por otro lado, el mismo informe de la CNE manifiesta que ciertas conductas relacionadas con la oferta conjunta de gas y electricidad podrían infringir las normas de separación jurídica entre actividades competitivas y reguladas, así como la normativa de defensa de la libre competencia. Por ejemplo, si la oferta conjunta se realizara a través de la factura eléctrica o de gas, la distribuidora estaría otorgando ventajas competitivas injustas a la comercializadora perteneciente al mismo grupo empresarial, permitiéndole acceder de forma inmediata a un número elevado de potenciales consumidores, sin incurrir, además en costes de comercialización añadidos, y de disponer de toda la información en relación a cada uno de los consumidores a tarifa. Así la comercializadora afiliada tendría una mejor posición, con respecto a las comercializadoras independientes, que no disponen de dichos canales de comunicación con los consumidores, ni de información detallada sobre los mismos. Adicionalmente, las ofertas que no indiquen claramente quién prestará el servicio de suministro o que no especifiquen que se trata de un suministro a mercado libre, podrían constituir una conducta desleal prevista en el artículo 15 de la Ley 3/1991, de Competencia Desleal.

8.3.2.3 El impacto de la operación

La operación notificada se enmarca en el contexto de sendas tendencias de integración de redes y ofertas conjuntas de producto. El grupo resultante de la operación, sin considerar desinversiones, se convertiría en el único distribuidor de gas y electricidad en las Comunidades Autónomas de Andalucía, Aragón, Cataluña y sur de Extremadura, como se indica en el Cuadro 153. Adicionalmente, en estas zonas el nuevo grupo sería también el principal comercializador de gas y electricidad (sobre la base de la información disponible a finales de 2004).

Cuadro 153 Principales distribuidores y comercializadores de gas y electricidad en las distintas CCAA

CCAA	Gas natural		Electricidad	
	Distribuidor(es)	Principales comercializadores	Distribuidor(es)	Principales comercializadores
Andalucía	GAS NATURAL	GAS NATURAL UNIÓN FENOSA CEPSA	ENDESA	ENDESA GAS NATURAL IBERDROLA
Aragón	ENDESA GAS NATURAL	GAS NATURAL ENDESA BP	ENDESA	ENDESA GAS NATURAL IBERDROLA
Asturias	NATURCORP GAS NATURAL	BP GAS NATURAL NATURCORP	HIDROCANTÁBRICO	HIDROCANTÁBRICO IBERDROLA UNIÓN FENOSA
Cantabria	GAS NATURAL	GAS NATURAL GAZ DE FRANCE BP	VIESGO	ENDESA VIESGO HIDROCANTÁBRICO
Castilla-La-Mancha	GAS NATURAL	GAS NATURAL IBERDROLA CEPSA	IBERDROLA UNIÓN FENOSA	IBERDROLA UNIÓN FENOSA GAS NATURAL
Castilla León	GAS NATURAL ENDESA	GAS NATURAL IBERDROLA CEPSA	IBERDROLA UNIÓN FENOSA	IBERDROLA UNIÓN FENOSA GAS NATURAL
Cataluña	GAS NATURAL	GAS NATURAL IBERDROLA ENDESA	ENDESA	ENDESA GAS NATURAL IBERDROLA
Comunidad Valenciana	GAS NATURAL ENDESA	GAS NATURAL IBERDROLA BP	IBERDROLA	IBERDROLA GAS NATURAL UNIÓN FENOSA
Extremadura	ENDESA GAS NATURAL	GAS NATURAL ENDESA	ENDESA IBERDROLA	ENDESA IBERDROLA GAS NATURAL
Galicia	GAS NATURAL UNIÓN FENOSA	GAS NATURAL UNIÓN FENOSA ENDESA	UNIÓN FENOSA	UNIÓN FENOSA GAS NATURAL ENDESA
La Rioja	GAS NATURAL	GAS NATURAL IBERDROLA	IBERDROLA	IBERDROLA GAS NATURAL UNIÓN FENOSA
Madrid	GAS NATURAL UNIÓN FENOSA	GAS NATURAL BP UNIÓN FENOSA	IBERDROLA UNIÓN FENOSA	IBERDROLA UNIÓN FENOSA GAS NATURAL
Murcia	GAS NATURAL	GAS NATURAL IBERDROLA	IBERDROLA	IBERDROLA GAS NATURAL UNIÓN FENOSA

CCAA	Gas natural		Electricidad	
	Distribuidor(es)	Principales comercializadores	Distribuidor(es)	Principales comercializadores
Navarra	GAS NATURAL	GAS NATURAL IBERDROLA	IBERDROLA	IBERDROLA GAS NATURAL UNIÓN FENOSA
País Vasco	NATURCORP GAS NATURAL	BBE NATURCORP GAS NATURAL IBERDROLA	IBERDROLA	IBERDROLA GAS NATURAL UNIÓN FENOSA

Fuente: CNE

Con el fin de analizar la nueva situación de distribución y comercialización conjunta en las zonas indicadas, es útil resumir los principales efectos horizontales y verticales de la operación. La evidencia empírica recogida en los apartados anteriores indica la existencia de una fuerte interrelación entre actividad de distribución y de comercialización. En particular, se ha observado como:

- Los principales comercializadores de gas y de electricidad han desarrollado su actividad esencialmente dentro de los límites de sus áreas de distribución.
- Los consumidores en general, y especialmente los domésticos-comerciales, están muy fidelizados al comercializador perteneciente a un grupo empresarial con distribución, en parte como resultado de su relación con el distribuidor (mediante facturas, reparaciones y otros servicios) y por el conocimiento de la marca, y en parte por razones de inercia y escasa disposición al cambio de suministrador ligadas a las propias características de esta categoría de consumidores.
- La principal fuente de competencia para un comercializador de gas (electricidad) procede, especialmente en el caso de los clientes domésticos-comerciales, de un comercializador afiliado a un distribuidor de electricidad (gas) activo en la misma zona geográfica.
- La integración entre distribución y comercialización puede configurarse en muchos casos como una barrera a la entrada para comercializadores independientes, relacionada en particular con el hecho de que el distribuidor puede discriminar a favor de su comercializador afiliado en cuanto a contratación de acceso e información sobre los puntos de suministro.

Esta evidencia induce a reflexionar sobre el impacto que la integración de redes podría tener sobre la comercialización conjunta de gas y electricidad.

En primer lugar, es previsible que la actividad de comercialización conjunta siga desarrollándose principalmente en las áreas geográficas donde se ubican los activos de distribución, debido a los incentivos que proporciona la integración entre comercialización y distribución.

Correspondientemente, se mantendría o incluso podría reforzarse el grado de fidelización de los consumidores, sobre todo doméstico y comercial, a los comercializadores afiliados a los distribuidores. Este efecto se aprecia claramente en las regiones donde la distribución conjunta de gas y electricidad ya existe en la actualidad (para una descripción detallada véase el Anexo E). Por ejemplo en Asturias, donde el grupo Hidrocantábrico-Naturcorp distribuye electricidad y gas, la fidelización de clientes del grupo en el mercado liberalizado de gas ronda el 90%, por encima que en otras regiones. Al contrario, en el País Vasco, el distribuidor eléctrico, IBERDROLA, y el gasista, NATURCORP, se reparten el segmento doméstico con un 35% y 52% del mismo. No obstante los porcentajes pueden resultar engañosos, debido a que en las Comunidades Autónomas donde no está presente GAS NATURAL⁹⁷ como comercializador, el número de clientes en mercado liberalizado es muy bajo, esto es, en Asturias, País Vasco y Aragón. De esta forma, en Aragón, por detrás de ENDESA (48%), en cuota de mercado en el segmento doméstico, aparece IBERDROLA (42%) con poco más de 1000 clientes.

En segundo lugar, desaparecería el motor principal de la competencia observado hasta la fecha: en las zonas geográficas de Andalucía, Aragón, Cataluña y sur de Extremadura, GAS NATURAL-ENDESA se convertiría en el único distribuidor de gas y electricidad y,

⁹⁷ El grupo GAS NATURAL ha fidelizado un porcentaje mucho más elevado, de clientes, que otras empresas en sus zonas de distribución, en torno al 30%; por eso en las zonas donde no está presente, el número de clientes en mercado es muy bajo, y la cuota de mercado de empresas independientes puede resultar engañosa. Esto es, con el mismo número de clientes en dos regiones, un comercializador puede tener cuotas de mercado muy distintas, en función del número de clientes que hay en mercado liberalizado, si el grupo empresarial establecido fideliza, o no, los clientes.

como comercializador, no se enfrentaría a la competencia procedente de ENDESA como comercializador asociado al distribuidor eléctrico de la zona.

En Baleares, el nuevo grupo, sin considerar desinversiones, también sería el titular único de las redes de gas y electricidad. Debido a que ambos suministros están sujetos a regulación en Baleares, la operación no generaría ningún impacto sobre la competencia. Sin embargo, teniendo en cuenta la posible liberalización de este mercado en un futuro no muy lejano, cabe apuntar que la operación podría hipotecar, desde su comienzo, el desarrollo de la competencia en esta Comunidad Autónoma.

8.3.3 Conclusiones sobre la valoración de los efectos conglomerales de la operación en los diferentes mercados

El grupo resultante de la operación heredaría el fuerte grado de integración vertical y la posición dominante de GAS NATURAL en el sector del gas y de ENDESA en el sector eléctrico. Por tanto, tendría una presencia simultánea muy importante en los dos sectores, inigualable por otros operadores actualmente activos en el mercado. Esto sería problemático por varias razones.

En primer lugar, el nuevo grupo tendría el incentivo y la capacidad de incrementar simultáneamente los precios del mercado de generación eléctrica y los precios de comercialización de gas, debido a sus cuotas elevadas en aprovisionamiento de gas y en el mercado de generación eléctrica.

En segundo lugar, el grupo resultante de la operación sin considerar desinversiones aumentaría significativamente el número de puntos de suministro de gas y electricidad del cual es titular, y, en determinadas áreas geográficas (Aragón, Andalucía, Cataluña y el sur de Extremadura), obtendría un solapamiento de las redes de gas y electricidad. En el contexto actual, dada la relativa inmadurez del mercado (sobre todo doméstico y comercial) y la separación incompleta entre distribución y comercialización, esta integración de redes ofrecería al nuevo grupo el acceso a una amplia base de potenciales clientes, fácilmente susceptibles de ser captados en el mercado libre, a bajo coste, por la

comercializadora del grupo. Esta posición del nuevo grupo, que además dispondría de claras ventajas *upstream* en la oferta conjunta de gas y electricidad, podría obstaculizar seriamente el desarrollo de la competencia efectiva en las zonas afectadas, puesto que los comercializadores independientes difícilmente podrían competir en condiciones de igualdad.

8.4 Valoración del plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL

8.4.1 Sector del gas natural

8.4.1.1 Transporte de gas natural

GAS NATURAL propone vender su actual participación del 9,4% en GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, que tiene como consecuencia de su participación directa en NATURCORP, y, asimismo, ceder a ENAGAS las participaciones de ENDESA en las sociedades SAGGAS (20%) y REGANOSA (21%), promotoras, respectivamente, de las plantas de Sagunto y Mugaridos.

Teniendo en cuenta esta propuesta de desinversiones y, además, la obligación de cumplir con la disposición legal de reducir hasta el 5% la participación en ENAGAS, se puede concluir que el nuevo grupo sería titular de una porción muy reducida de activos de transporte, resultante de la suma de los activos de transporte (esencialmente gasoductos secundarios) que poseen GAS NATURAL y ENDESA en la actualidad y que representan un 3% de la actividad de transporte total, medida en términos de retribución anual reconocida para el año 2005.

Por tanto, en lo que concierne el transporte de gas, las desinversiones propuestas parecen adecuadas. La posición del nuevo grupo, siempre y cuando se quedara con un porcentaje no superior al 5% de ENAGAS, no supondría una situación problemática para la competencia en comercialización u aprovisionamiento de gas.

8.4.1.2 Distribución de gas natural

En distribución de gas, el grupo GAS NATURAL propone dos tipos de desinversiones:

- La cesión a IBERDROLA de 1.250.000 puntos de suministro, junto a los activos técnicos y humanos necesarios para permitir el desarrollo, explotación y mantenimiento de las redes. Dicha desinversión afectaría a los activos de GESA GAS (83,000 puntos de suministro en Baleares), y a los activos de CEGAS, GAS NATURAL SDG y GAS NATURAL MURCIA SDG (conjuntamente 1.167.000 en la Comunidades Autónomas de Madrid, Comunidad Valenciana y Murcia).
- La desvinculación de la empresa resultante de sus competidores NATURCORP y GASNALSA, mediante la venta de las participaciones accionariales del 9,4% y del 10% que posee en cada uno de ellos, y, en consecuencia, de sus participaciones indirectas en las distribuidoras NATURCORP REDES, BILBOGAS, GAS PASAIA, GAS HERNANI y GAS TOLOSA. Esta operación, salvo en lo referente a la propiedad, no tiene repercusión en la estructura de la actividad de distribución existente. De hecho, en el caso de NATURCORP, los derechos de voto de GAS NATURAL, actualmente, están limitados al 3% por ser ambas empresas operadores principales.

El efecto más importante del plan de desinversión planteado sería, sin duda, la creación de una nueva empresa distribuidora de gas en el sector, cuyo propietario sería el grupo IBERDROLA, que en la actualidad no tiene activos de distribución y que se convertiría de inmediato en el segundo grupo empresarial en distribución de gas con el 21,9 % de los puntos de suministro existentes a finales del año 2004. Por otra parte, la información remitida a la CNE sobre esta desinversión no permite aclarar exactamente la cuota de mercado que tendría IBERDROLA, debido a que:

- No se indica si la desinversión afecta a todos los activos de las empresas CEGAS, GAS NATURAL SDG y GAS NATURAL MURCIA SDG en las Comunidades Autónomas de Madrid, Murcia y Comunidad Valenciana, o tan solo a una parte de las mismas.

- No se diferencia el número de puntos de suministro por rango de presión de las redes de distribución y, por tanto, no hay información sobre el número de puntos de suministro que pertenecen al mercado industrial, número reducido de puntos con un gran consumo unitario, y al mercado doméstico, gran número de puntos de suministro con reducido consumo unitario.

No obstante, observando los activos del Grupo Gas Natural en las Comunidades Autónomas de Madrid, Murcia y Comunidad Valenciana, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El grupo Gas Natural a finales del año 2004 tenía casi dos millones de puntos de suministro en las Comunidades Autónomas de Madrid, Valencia y Murcia (en torno a 1.435.000 en Madrid, 434.000 en la Comunidad Valenciana y 61.000 en Murcia).
- Las desinversiones previstas en Madrid, Comunidad Valenciana y Murcia incluyen el traspaso a Iberdrola de 1.167.000 puntos de suministro en esas comunidades autónomas. Teniendo en cuenta que la red de distribución de Madrid cuenta con 1.436.000 puntos de suministro, permanecerán en el grupo Gas Natural al menos 269.000 puntos de suministro que no serán traspasados a Iberdrola. Por lo tanto, el plan de desinversiones planteado supone, necesariamente, el reparto de la red de distribución de la Comunidad Autónoma de Madrid entre Iberdrola y Gas Natural.

Sobre esta base, se puede concluir que, en términos de gas vehiculado, la actividad de la nueva empresa distribuidora en Madrid, Murcia y Valencia podría oscilar entre aproximadamente 18.000 GWh/año y 54.600 GWh/año en función de si se incluyen o no las redes industriales entre los activos a comprar por Iberdrola. Esto supondría, una vez añadido el volumen de gas vehiculado en las islas Baleares y tomando como referencia el año 2004, que las redes de distribución del Grupo Iberdrola vehicularían entre el 9% y el 27% de todo el gas vehiculado por la actividad de distribución.

Considerando la operación con las desinversiones propuestas, la disposición geográfica de los grupos industriales que realizan la actividad de distribución en España, sería la que se muestra en el siguiente mapa:

Cuadro 154 Mapa de la distribución de gas reflejando la operación con la venta de activos propuesta a IBERDROLA (datos de 2004)



Fuente: CNE

Tomando como referencia el año 2004, la titularidad de prácticamente el 68% de los puntos de suministros correspondería al grupo resultante de la operación, el 22% al grupo Iberdrola y el 10% al grupo Naturcorp. En relación con el gas vehiculado a través de redes de presión inferior a 60 bares por la actividad de distribución, el 63% del dicho gas se suministraría a través de redes del nuevo grupo, cerca del 10% a través de redes del grupo Naturcorp, y poco más del 9% a través de redes del grupo IBERDROLA, quedando una cantidad equivalente al 18% del gas vehiculado para el mercado industrial de Madrid,

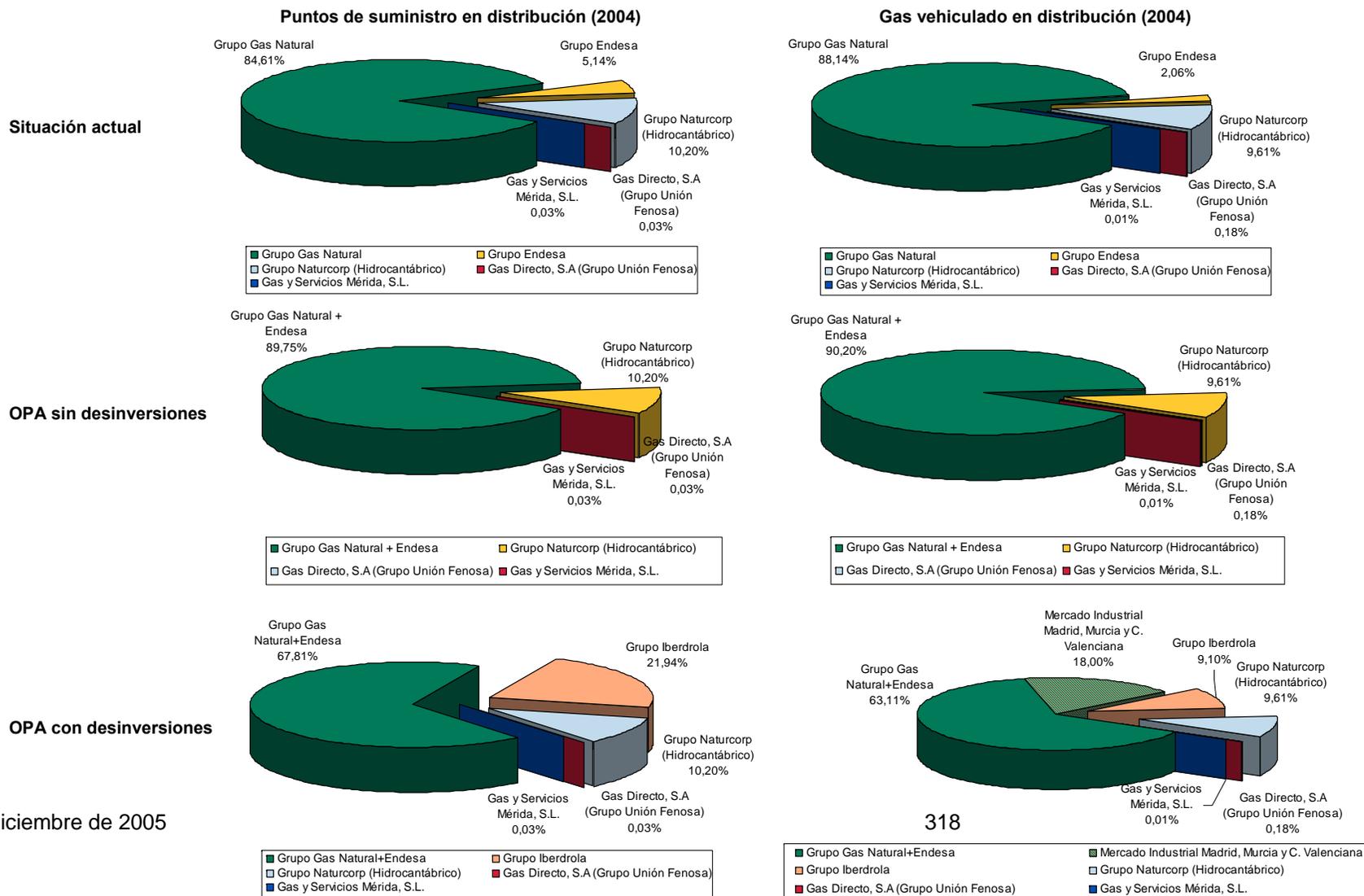
Murcia y Comunidad Valenciana que sería vehiculado bien por el nuevo grupo, bien por el grupo IBERDROLA, en función de que el plan de venta de activos a Iberdrola incluya o no las redes industriales en las Comunidades Autónomas afectadas.

Los cuadros siguientes proporcionan una comparación entre las cuotas de distribución en la situación actual, después de la operación sin desinversiones y después de la operación considerando la desinversión propuesta por GAS NATURAL. Las cuotas se muestran tanto en número de puntos de suministro, como en términos de gas vehiculado, en la situación actual, en la situación de OPA sin desinversiones, y en la situación de OPA tras realizar la desinversión a favor de Iberdrola.

La comparación indica que la desinversión propuesta sería positiva en el sentido de aumentar la pluralidad de operadores de distribución y de reducir la cuota del nuevo grupo, que pasaría de controlar casi el 90% de los puntos de suministro en ausencia de desinversiones a casi el 68% como consecuencia de la cesión planteada de 1.250.000 puntos de suministro a IBERDROLA. En la línea de lo expuesto por el TDC en ocasión del caso GAS NATURAL/ENDESA para la unión de las redes de distribución en Aragón y Andalucía, la desinversión podría contribuir a aumentar la competencia referencial entre empresas reguladas, con el objetivo de establecer un marco retributivo de la distribución que incentive la eficiencia y transfiera parte de las reducciones de costes a los consumidores.

Sin embargo, la desinversión propuesta tendría también un efecto negativo importante, puesto que se cederían redes a IBERDROLA en las Comunidades Autónomas donde esta empresa tiene el control casi absoluto de las redes de distribución de electricidad.

Cuadro 155 Comparación de las cuotas de distribución en España en la situación actual y después de la OPA (sin y con desinversiones)



La evidencia empírica aportada en los apartados 8.2.4 y 8.2.5 indica que, en todas las Comunidades Autónomas en las que un grupo empresarial tiene redes de distribución, sobre todo de gas, pero también de electricidad, éste se configura como grupo preponderante en la comercialización. Por tanto, la desinversión propuesta en redes de distribución daría una ventaja competitiva importante a IBERDROLA en comercialización, tanto de gas como de electricidad.

En efecto, cabría esperar que la cuota de mercado de IBERDROLA aumente en las Comunidades Autónomas donde IBERDROLA tendría el control sobre ambas redes. En Murcia y la Comunidad Valenciana este hecho tendería a disminuir el número de agentes, dado que en la actualidad, tanto en ventas totales, como en ventas en el segmento doméstico, los dos principales actores del mercado, seguidos a una importante distancia por los demás, ya son GAS NATURAL e IBERDROLA, por ser en la actualidad los titulares de las redes de distribución de gas y electricidad respectivamente. En consecuencia, en estas regiones, el cambio de titularidad de las redes propuesto, modificaría, probablemente, los porcentajes a favor de IBERDROLA en el largo plazo, llevándole, sobre todo en el segmento doméstico, a captar la mayor parte del mercado. En Madrid la situación sería similar, ya que los actores mayoritarios incluyen, por detrás de GAS NATURAL, a BP en el segmento industrial, y a UNIÓN FENOSA en el industrial y el doméstico, seguidos por IBERDROLA también en ambos segmentos. En este caso, al desinvertir la red, presumiblemente las tres compañías actuales pertenecientes a grupos empresariales con red, seguirían liderando el mercado, pero probablemente con otro reparto. Esta situación sería mejor que las de las otras regiones, porque al menos existirían más actores operando en competencia.

Por consiguiente, la operación con las desinversiones propuestas tendría un impacto especialmente significativo para el desarrollo de la competencia en la comercialización a los clientes domésticos-comerciales en las Comunidades Autónomas de Cataluña, Andalucía, Aragón, Madrid, Comunidad Valenciana. En este segmento, de continuar la tendencia actual del mercado, GAS NATURAL e IBERDROLA se acabarían repartiendo el mercado nacional de comercialización en submercados geográficos determinados por el solapamiento de las redes de gas y electricidad. En cada uno de estos submercados tendería a quedarse una empresa comercializadora con una posición dominante, difícil de

amenazar por parte de comercializadoras independientes, sin propiedad de activos de distribución.

8.4.1.3 Abastecimiento / Aprovechamiento de gas natural

Dentro del plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL no se contempla ningún remedio para reducir la fuerte posición del grupo resultante de la operación, que acabaría controlando en 2004 el 74,5% del mercado de abastecimiento (excluyendo autoconsumos) y el 45,6% del mercado de provechamiento (excluyendo autoconsumos).

8.4.1.4 Comercialización de gas natural

En lo que concierne la comercialización de gas, GAS NATURAL plantea la siguiente desinversión:

“El nuevo grupo desinvertirá volúmenes en el mercado liberalizado hasta alcanzar la cuota previa de GAS NATURAL SDG, liberando un volumen de energía equivalente a la cuota actual de ENDESA. Una vez alcanzada la cuota previa de GAS NATURAL, el nuevo grupo podrá actuar en régimen de libre competencia”.

De acuerdo con la información de GAS NATURAL, la cartera de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado *“representaba una cuota del 5% de dicho mercado con una energía asociada de 11.800 GWh”.* Además, se indica que *“si fuera necesario, el nuevo grupo suministraría el gas asociado a los contratos de comercialización cedidos durante el plazo remanente de vigencia de los mismos.”* Por último se manifiesta que *“en el sector gasista no existe la correlación inmediata entre distribución y comercialización que ha apreciado el Tribunal de Defensa de la Competencia en los expedientes C54/00 y C60/00 en el mercado eléctrico tal y como se puede apreciar en la pérdida de cuota experimentada por GAS NATURAL.”*

Esta propuesta no constituye un remedio por sí solo suficiente para paliar el impacto negativo de la operación para la competencia en comercialización. Esto es así por varias razones. En primer lugar, a nivel nacional la cuota de un comercializador con sólo el 5%, tal y como plantea GAS NATURAL, puede no parecer demasiado relevante, desde la

perspectiva de la energía vendida sobre el total nacional. Por otra parte, la operación implica la desaparición de un actor activo importante, sobre todo en ciertas regiones y especialmente en el segmento doméstico. En este segmento actualmente hay cinco comercializadoras activas, la segunda en clientes suministrados es ENDESA, y pasaría a haber uno menos, con lo que la situación sería peor que la original. Por lo tanto, más allá de los poco más de 11.300 GWh vendidos por el grupo ENDESA, en el mercado liberalizado, en el año 2004, están los casi 66.000 clientes que ha suministrado de forma irregularmente repartida en las distintas Comunidades Autónomas.

En segundo lugar, la propuesta de proceso de vuelta a la cuota original del grupo GAS NATURAL es muy imprecisa y por tanto los resultados son poco predecibles. Por ejemplo, se puede liberar una cuota de mercado del 5% sobre ventas en el mercado liberalizado simplemente renunciando al suministro de unos pocos clientes industriales, o desinvirtiéndolos todos en la misma región. Por otra parte, tampoco está tan claro que para volver a la cuota original de GAS NATURAL sea viable la cesión de contratos de suministro en el mercado liberalizado a terceras empresas, a los que GAS NATURAL podría proporcionar el gas durante la vigencia del contrato con el cliente, como parece indicar en la última parte de sus afirmaciones. Esta opción requeriría observar las cláusulas de cesión de cada contrato en el mercado liberalizado, que probablemente exigirían el consentimiento del cliente, y en caso de no estar especificadas, habría que acatar lo especificado en el Código Civil. En la práctica, sería más probable que el reestablecimiento de la cuota original de GAS NATURAL se realizara mediante la no-renovación, al momento de su extinción, de contratos con clientes existentes elegidos por la propia GAS NATURAL, mientras esta sigue captando nuevos clientes.

En tercer lugar, habría que valorar el efecto de la desinversión propuesta por GAS NATURAL a nivel regional. GAS NATURAL sólo plantea liberar una cuota similar a la de ENDESA en el mercado de comercialización, pero no especifica que se trate de los mismos clientes que tiene ENDESA, ni del mismo número y ni siquiera en las mismas regiones. Por lo tanto es imposible evaluar lo que la liberación de la cuota del 5% sobre ventas totales puede suponer a nivel de competencia, porque está totalmente ligado a la forma en la que se haga. Solo si se vendiese la comercializadora del grupo ENDESA con

todos sus activos la situación del nuevo grupo sería la misma que la original de GAS NATURAL.

8.4.2 Sector eléctrico

8.4.2.1 Distribución de electricidad

GAS NATURAL propone ceder a IBERDROLA los 611.000 puntos de suministro en redes de distribución de electricidad en Baleares, actualmente propiedad de ENDESA. Teniendo en cuenta la cesión, también a IBERDROLA, de 83.000 puntos de suministro en redes de distribución de gas en la misma región, esta empresa se convertiría como el único operador de redes de gas y electricidad en Baleares.

La desinversión propuesta no comporta un cambio significativo con respecto a la operación sin la misma. Si no se vendieran a IBERDROLA las redes de gas y electricidad, el titular único de las dos redes sería el grupo resultante de la operación. Por tanto, lo que se propone es equivalente a un simple cambio en la titularidad de estos activos.

En cualquier caso, es necesario reafirmar la consideración que se ha realizado anteriormente. Debido a que ambos suministros de gas y electricidad están sujetos a un régimen de precios regulados en Baleares, la operación no generaría ningún impacto sobre la competencia en esta Comunidad Autónoma, con o sin las desinversiones propuestas. Sin embargo, teniendo en cuenta la posible liberalización de este mercado en un futuro no muy lejano, cabe apuntar que la operación, al crear un único titular de las redes de gas y electricidad, podría hipotecar, desde su comienzo, el desarrollo de la competencia en comercialización en esta Comunidad Autónoma.

8.4.2.2 Generación de electricidad

En el sector de la generación eléctrica GAS NATURAL propone vender a IBERDROLA varios activos, tanto en el ámbito nacional como en el extranjero. Entre ellos se encuentran activos en el sistema eléctrico balear (1999 MW), y también se contempla la desinversión de unos 6,600 MW de potencia instalada en varios países europeos: Italia (2,600 MW), Francia (65% de SNET, correspondiente a 2.600 MW), Polonia (1450 MW) y Turquía (13 MW). Ninguna de estas medidas de desinversión tiene influencia en el

mercado de producción de energía eléctrica peninsular y por tanto no tiene relevancia para el análisis de competencia.

La valoración que se presenta a continuación se enfoca en la propuesta de venta a IBERDROLA de centrales situadas en el sistema eléctrico peninsular, que constituye el mercado geográfico relevante de generación eléctrica, tal y como se ha justificado en el capítulo 7.2.2. En concreto, GAS NATURAL plantea la cesión de los siguientes activos:

- Una capacidad instalada de cerca de 3100 MW, resultante de la suma de las plantas de As Pontes (1.500 MW) en reconversión a carbón importado, Teruel (1.100 MW) de carbón y Foix (Barcelona, 525 MW) fuel-oil.
- Unos proyectos de construcción de nuevas centrales de ciclo combinado en Foix (800 MW) y Extremera (400 MW).

El análisis del impacto de la operación sobre la competencia en el mercado de generación eléctrica, sin tener cuenta desinversiones (véase el apartado 8.1.2.1), revela un empeoramiento de todos los indicadores considerados para medir la capacidad y los incentivos de los generadores a ejercer poder de mercado.

Con el fin de valorar la propuesta de venta de activos a IBERDROLA como remedio a esta situación, se han calculado los indicadores de concentración y de pivotalidad que resultaría de llevarse a cabo dicha venta y se han comparado los mismos con los indicadores obtenidos en la situación actual y con la operación sin desinversiones.

En lo que concierne los índices de concentración calculados sobre la potencia disponible total de los operadores, en el Cuadro 156 se observa como la desinversión propuesta implica un aumento de concentración respecto a la situación actual, que es incluso superior al aumento originado por la operación sin desinversiones. El HHI pasa de 1763 en la actualidad a 2008 con la operación sin desinversiones y a 2064 con la operación teniendo en cuenta la venta de centrales a IBERDROLA. Se destaca que este resultado se obtiene considerando un escenario “conservador” para el ejercicio del poder de mercado, dado por una definición amplia del mercado, que comprende régimen ordinario,

especial e interconexiones. Además, el empeoramiento es todavía más acusado si se consideran los índices calculados sobre la potencia retirable de los agentes, que proporcionan una mejor aproximación a la capacidad y a los incentivos para ejercer poder de mercado. Estos índices se muestran en el Cuadro 157.

Cuadro 156 Comparación de indicadores de concentración (datos de potencia disponible en 2006, considerando la suma del régimen ordinario, especial y las conexiones internacionales)

Situación actual		Operación sin desinversiones		Operación con venta de activos a IBERDROLA	
C1 =	30,3%	C1 =	30,3%	C1 =	35,5%
C2 =	55,6%	C2 =	60,5%	C2 =	60,5%
C3 =	67,1%	C3 =	72,0%	C3 =	72,0%
C4 =	72,0%	C4 =	76,2%	C4 =	76,2%
HHI =	1.763	HHI =	2.008	HHI =	2.064

Nota: en la situación actual C1 corresponde a la cuota de ENDESA, mientras en los casos de la operación sin desinversión y con venta de activos C1 corresponde a la cuota de IBERDROLA

Fuente: CNE

Cuadro 157 Comparación de indicadores de concentración (datos de potencia retirable en 2006, considerando la suma del régimen ordinario, especial y las conexiones internacionales)

Situación actual		Operación sin desinversiones		Operación con venta de activos a IBERDROLA	
C1 =	32,1%	C1 =	32,4%	C1 =	39,8%
C2 =	57,4%	C2 =	64,5%	C2 =	64,5%
C3 =	71,4%	C3 =	78,5%	C3 =	78,5%
C4 =	78,5%	C4 =	84,0%	C4 =	84,0%
HHI =	1.992	HHI =	2.349	HHI =	2.464

Nota: en la situación actual C1 corresponde a la cuota de ENDESA, mientras en los casos de la operación sin desinversión y con venta de activos C1 corresponde a la cuota de IBERDROLA

Fuente: CNE

Finalmente, en lo que concierne los indicadores de pivotalidad, la venta a IBERDROLA supondría un aumento importante en el porcentaje de días en que al menos una empresa, y en particular la misma IBERDROLA, resulta ser imprescindible para abastecer la demanda con su potencia retirable. El Cuadro 158 presenta la comparación para el año 2005, indicando que el porcentaje de días en los cuales existe por lo menos un agente “pivote” pasa de representar el 8,8% sobre el total en la actualidad, al 16,2% con la

operación sin desinversión y al 42,5% con la operación acompañada de la venta de centrales a IBERDROLA.

El problema, en términos absolutos, es menos significativo si se considera la potencia retirable en el año 2006, aún cuando la venta a IBERDROLA sigue empeorando más, en términos relativos, los valores de los índices “pivote”. Como se ha explicado en el apartado 8.1.2.1, está previsto que en ese año entre en funcionamiento un número importante de nuevas centrales de ciclo combinado, esencialmente de GAS NATURAL e IBERDROLA. Como consecuencia, el margen de cobertura de la demanda en 2006 es mucho más elevado que en 2005 o en años anteriores y los índices pivotaes son menores. Puesto que no es razonable considerar que este margen se mantenga en el futuro, el impacto de la operación puede medirse mejor con una medida intermedia entre los índices “pivote” de 2005 y los de 2006.

Cuadro 158 Comparación de índices diarios de pivotalidad (índices en potencia retirable en 2005, considerando la suma del régimen ordinario, especial y las conexiones internacionales)

Situación actual		Operación sin desinversiones		Operación con venta de activos a IBERDROLA	
ENDESA	3,3%	END-GN	14,0%	END-GN	3,0%
HC	0,0%	HC	0,0%	HC	0,0%
IBD	8,8%	IBD	8,8%	IBD	42,5%
UEF	0,0%	UEF	0,0%	UEF	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	8,8%	TOTAL	16,2%	TOTAL	42,5%

Fuente: CNE

Cuadro 159 Comparación de índices diarios de pivotalidad (índices de potencia retirable en 2006, considerando la suma del régimen ordinario, especial y las conexiones internacionales)

Situación actual		Operación sin desinversiones		Operación con venta de activos a IBERDROLA	
ENDESA	1,4%	END-GN	3,3%	END-GN	0,5%
HC	0,0%	HC	0,0%	HC	0,0%
IBD	2,5%	IBD	2,5%	IBD	7,1%
UEF	0,0%	UEF	0,0%	UEF	0,0%
VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%	VIESGO	0,0%
TOTAL	2,5%	TOTAL	3,3%	TOTAL	7,1%

Fuente: CNE

En conclusión, a la luz del análisis realizado, se concluye que la propuesta de venta de centrales a IBERDROLA no representa un remedio para paliar los efectos potencialmente negativos de la operación sobre la competencia. Al contrario, esta propuesta parece aumentar el potencial para el ejercicio de poder de mercado en el pool eléctrico.

8.4.2.3 Comercialización de electricidad

La propuesta de desinversión de GAS NATURAL en activos de comercialización de electricidad consiste en la cesión de la cartera de clientes que GAS NATURAL tiene en la actualidad en el mercado minorista liberalizado.

Con respecto a este planteamiento cabe realizar las mismas consideraciones que se han realizado previamente sobre la desinversión propuesta de la cartera de clientes de ENDESA en el mercado minorista liberalizado del gas, correspondiente a 11.800 GWh. GAS NATURAL no aclara como procedería, en la práctica, a vender una cartera de contratos libremente pactados con clientes finales que requeriría el consentimiento de la contraparte. Es por tanto difícil valorar si realmente se reestablecería la cuota de mercado del nuevo grupo a la que tiene ENDESA en la actualidad. La propuesta de GAS NATURAL podría simplemente concretarse en la no-renovación de contratos existentes, elegidos por la propia empresa. Por lo tanto, la sociedad resultante de la operación podría mantener durante cierto periodo los actuales clientes eléctricos de GAS NATURAL y esto implicaría que la cuota de mercado de la misma sea superior a la cuota actual de GAS NATURAL durante un periodo.

9. CONCLUSIONES Y CONDICIONES

Tras los análisis efectuados en los capítulos anteriores, en este apartado se exponen las conclusiones fundamentales que se desprenden de tales análisis así como las diferentes condiciones que, a juicio de esta Comisión, cabría subordinar la operación para permitir su aprobación.

La exposición se realiza de manera sistemática para cada uno de los mercados relevantes anteriormente definidos y examinados, señalando en primer lugar las

conclusiones del análisis referido a cada mercado, y en segundo lugar las condiciones y remedios.

La primera conclusión que cabe anticipar con carácter previo a la exposición detallada de las conclusiones referidas a cada mercado es que esta Comisión considera que la realización de la operación de concentración examinada en el presente informe tendría como efecto una merma de las condiciones de competencia existentes, si bien tal efecto podría ser paliado y consecuentemente aprobado mediante la imposición de determinadas condiciones.

Con carácter general, los sistemas de control de concentraciones otorgan a las autoridades de defensa de la competencia el poder para aprobar o denegar las operaciones que le son sometidas a su examen y en su caso poder para aprobar dichas operaciones sometiéndolas a determinadas condiciones o remedios, ya sea previa su presentación por las partes de compromisos (como en el sistema de derecho comunitario europeo), ya sea directamente mediante su imposición, en ejercicio de competencias legalmente atribuidas, como en el caso del Gobierno español, al amparo de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.

En efecto, el artículo 17 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, atribuye al Gobierno la competencia para decidir la aprobación de una operación de concentración supeditado a la observancia de condiciones, en los siguientes términos:

“Artículo 17. Competencia del Gobierno.

1. El Tribunal de Defensa de la Competencia remitirá su dictamen al Ministro de Economía para que lo eleve al Gobierno, que en el plazo máximo de un mes podrá decidir:

a) No oponerse a la operación de concentración.

b) Subordinar su aprobación a la observancia de condiciones que aporten al progreso económico y social una contribución suficiente para compensar los efectos restrictivos sobre la competencia. Dichas condiciones podrán consistir, entre otras, en la obligación

de transmitir ciertos negocios o activos o en la imposición de limitaciones. En el supuesto de que la legislación sectorial correspondiente establezca algún tipo de limitación, el Acuerdo del Consejo de Ministros podrá autorizar su modificación en tanto se ejecuta y en los términos fijados en el mismo.

c) Declararla improcedente, estando facultado para:

1. Ordenar que no se proceda a la misma, en caso de que no se hubiera iniciado.

2. Ordenar las medidas apropiadas para el establecimiento de una competencia efectiva, incluida la desconcentración.

Si transcurrido el plazo de un mes desde que se reciba el dictamen del Tribunal o desde que finalice el plazo previsto para que éste emita su dictamen, el Consejo de Ministros no hubiere adoptado su decisión, la operación se entenderá tácitamente autorizada”.

Teniendo en cuenta este sistema de control de concentraciones, en el que el Gobierno puede imponer condiciones directamente sin necesidad de atender a la presentación de compromisos por las partes, y habida cuenta que la opinión de esta Comisión es la de aprobar la operación someténdola a determinadas condiciones. Se detallan a continuación las conclusiones del análisis para cada mercado, así como las condiciones concretas a imponer.

La elección de las diferentes condiciones se ha realizado teniendo en cuenta su idoneidad para compensar los efectos que sobre la competencia crea la concentración, atendiendo para ello, ante la ausencia en el derecho español de competencia de un desarrollo normativo del artículo 17 en materia de condiciones, tanto a los precedentes de condiciones en operaciones de concentración nacionales y comunitarias como, con carácter general, a los criterios recogidos en la Comunicación de la Comisión Europea sobre las soluciones aceptables con arreglo al Reglamento CEE Nº 4064/89 del Consejo y al Reglamento (CE) nº 447/98 de la Comisión (DOCE 2001 C 68/03).

A los efectos del presente informe, cabe subrayar la jurisprudencia del Tribunal de Primera Instancia⁹⁸ recogida en la citada Comunicación, en particular el principio de que el objetivo fundamental de los compromisos sería *“garantizar estructuras de mercado competitivas. Por consiguiente, los compromisos consistentes en meras promesas de comportarse de determinada forma, por ejemplo, el compromiso de no abusar de una posición dominante creada o reforzada por la concentración prevista, no se considera por sí solo apropiado para hacer compatible la concentración con el mercado común”*⁹⁹. Continúa señalando la Comisión Europea que *“según el Tribunal de Primera Instancia, los compromisos de carácter estructural, como la venta de una filial, son en principio preferibles desde el punto de vista del objetivo del Reglamento, en la medida en que impiden que aparezca o se refuerce la posición dominante previamente determinada por la Comisión, sin requerir, además, medidas de control a medio o largo plazo”*¹⁰⁰.

En este caso, ante la entidad de la operación (concentración del primer operador en todos los mercados de gas y del primer operador en la casi totalidad de los mercados de electricidad) y los efectos sobre la competencia suscitados, sólo una adecuada elección de condiciones, algunas de carácter estructural puede compensar dichos efectos.

En el presente informe se presentan diferentes alternativas de condiciones destinadas a compensar los efectos restrictivos de la competencia para restaurar la situación de competencia existente con anterioridad a la concentración, así como una amplia justificación de las mismas, a fin de que el órgano que tiene la competencia para imponerlas pueda hacerlo con la debida y suficiente motivación, todo ello en consonancia con la reiterada jurisprudencia del Tribunal Supremo en esta materia¹⁰¹.

⁹⁸ Sentencia del Tribunal de Primera Instancia de 25 de marzo de 1999, en el Asunto T-102/96, Gencor contra Comisión. Recopilación 1999, p. II-753.

⁹⁹ Párrafo 9 de la Comunicación.

¹⁰⁰ Idem. En Derecho español no se considera prevalente una condición estructural sobre otra de comportamiento, pues el artículo 17.1 de la Ley recoge posibles medidas estructurales pero sin imponerlas con carácter preferente sino alternativo, pero en todo caso el objetivo de las condiciones debe ser paliar de manera suficiente los problemas de competencia creados por la operación, de manera que si la medida de comportamiento no es suficiente debe aplicarse una medida estructural. Ver la jurisprudencia de nuestro Tribunal Supremo en su Sentencia de 7 de noviembre de 2005, en el recurso contencioso administrativo n. 37/2003, en el apartado IV.4 de sus Fundamentos de Derecho.

¹⁰¹ Sentencia de 2 de abril de 2002 (RC 1585/2000, caso Prosegur / Blindados).

El propósito primordial de sujetar la operación a tales condiciones no es el de mejorar la situación de competencia con anterioridad a la operación sino restablecer la situación existente en ese momento teniendo en cuenta los efectos restrictivos sobre la competencia que la operación suscita¹⁰².

Atendiendo a lo anterior, a continuación se exponen las conclusiones del análisis de cada mercado y las condiciones necesarias, que a juicio de la CNE, permitirían la aprobación de la operación.

9.1. Aprovevisionamiento de gas natural

9.1.1. Conclusiones

Como resultado de la OPA, el Grupo GAS NATURAL reforzaría su actual posición de dominio en el mercado de aprovisionamientos a España, integrando en su cartera los contratos de aprovisionamiento del Grupo ENDESA.

Puesto que todo el gas contratado por ENDESA es GNL la operación también implicaría un aumento de la cuota de GAS NATURAL sobre el aprovisionamiento mediante GNL. Asimismo, el nuevo Grupo incorporaría una participación del 12%, que actualmente ostenta ENDESA, en el proyecto del gasoducto del Medgaz, que prevé entrar en funcionamiento a partir del año 2009, con un volumen inicial de 8 bcm/año.

GAS NATURAL mantendría su cuota actual del 98,9% en la importación de gas por gasoducto (100% a través del gasoducto del Magreb y 97,7% en la conexión con Francia) y el 100% sobre el gas de producción nacional. Además, seguiría suministrando el 100% del mercado a tarifa.

El solapamiento horizontal de las actividades de aprovisionamiento de gas natural de ambas partes comporta ya por sí solo un efecto de reforzamiento de la indiscutida posición dominante de GAS NATURAL en el mercado de aprovisionamiento, tal como ha sido objeto de definición en el capítulo de mercado relevante de producto y geográfico, y de obstaculización de la competencia efectiva en el mismo. Adicionalmente cabe observar

¹⁰² Ello se hace en congruencia con la sentencia de 7 de noviembre de 2005 antes citada.

que la operación implicaría la eliminación de ENDESA como uno de los competidores más efectivos del Grupo GAS NATURAL en el aprovisionamiento al mercado español. En efecto en los últimos años ENDESA había empezado a desarrollar una intensa actividad de trading mediante su filial CARBOEX, contribuyendo también de forma crucial a la liquidez del mercado informal de ajustes de corto plazo entre pequeños importadores de GNL destinado a España.

A los efectos de solapamiento horizontal de actividades deben añadirse los efectos de integración vertical y conglomeral entre la actividad de aprovisionamiento de gas natural y la actividad de producción de electricidad, tanto sobre la primera como sobre la segunda actividad, que de manera resumida son los siguientes:

- Un efecto de cierre del mercado de aprovisionamiento, debido a que la mayor cuota en generación de electricidad proporcionaría a GAS NATURAL un mayor incentivo a incrementar el precio del gas a otros generadores en el mercado eléctrico, que podría verse mitigado por la presencia de fuentes de suministro alternativas, aún cuando es muy probable que el *mix* de aprovisionamientos de GAS NATURAL sea el más competitivo del mercado.
- Un efecto de cierre del mercado de generación de electricidad, puesto que el nuevo grupo podría absorber la demanda futura de gas para generación de ENDESA, retirándola del mercado. Este efecto sería de medio-largo plazo, debido a que las centrales de ENDESA ya se abastecen en la actualidad de GAS NATURAL y por tanto la cuota de suministro de gas para generación eléctrica no aumentaría de forma inmediata con la realización de la operación.
- La capacidad simultánea de afectar los precios en el mercado eléctrico y en el de comercialización de gas para usos convencionales, con la cual GAS NATURAL podría afectar a su favor el proceso de arbitraje entre mercado convencional de gas y de ciclos combinados, con el consecuente posible incremento de los precios del gas y de la electricidad en estos segmentos de mercado.

9.1.2. Condiciones

En base a todo lo tratado en los epígrafes previos, las condiciones que se proponen a continuación tienen por objeto favorecer la competencia, fomentando la diversificación y la competencia en dicho mercado y propiciando la aparición de más empresas con dimensión y capacidad para operar en el mercado de los aprovisionamientos con destino España.

Primera

Para lograr este objetivo, una posibilidad sería que GAS NATURAL pusiera a disposición de las empresas comercializadoras no integradas en su grupo empresarial las cantidades de gas natural del contrato SAGANE I que excedan del consumo a tarifa.

El contrato de aprovisionamiento con Sonatrach del gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb, contrato denominado Sagane I, de 5,6 bcm /año, equivalente a 65.000 GWh/año, que para el año 2004 supondría una cuota del 19,7% del total del aprovisionamiento de gas natural para España.

Cabe recordar que de acuerdo con la legislación en vigor el destino del referido contrato de aprovisionamiento debe ser preferentemente el mercado a tarifa.

En consecuencia, se plantea como alternativa que las cantidades de gas del contrato Sagane I que fueran excedentarias de las necesidades del mercado a tarifa, sean puestas anualmente a disposición de los comercializadores que actúen en el mercado español de gas, a excepción hecha de GAS NATURAL, mediante procedimientos de concurrencia, en condiciones de transparencia, no discriminación, por lo que de este modo se está proponiendo llevar a cabo un “*gas release program*” a favor de los comercializadores.

En este sentido, se propone que:

1. ENAGAS elaborará durante el mes de septiembre de cada año la mejor previsión de la demanda de gas natural suministrado a tarifa para cada uno de los doce meses del año siguiente.

- 2.** GAS NATURAL, durante el mes de octubre de cada año, pondrá a disposición de las empresas comercializadoras no integradas en su grupo empresarial, en condiciones de transparencia, objetividad y no discriminación, las cantidades de gas natural del contrato SAGANE I que excedan del consumo a tarifa que haya sido previsto para cada mes del año siguiente.
- 3.** Las empresas comercializadoras presentarán ofertas de cantidad y precio para cada mes del año siguiente.
- 4.** GAS NATURAL adjudicará las cantidades disponibles mediante subasta sujeta a las siguientes limitaciones:

 - a.** Las cantidades disponibles no podrán ser otorgadas a empresas comercializadoras pertenecientes a grupos empresariales que en su conjunto tengan, directa o indirectamente, una cuota de mercado de comercialización superior al 40%.
 - b.** La cantidad asignada a cada empresa comercializadora no podrá ser superior al 40% de la cantidad mensual excedentaria. Sí el excedente mensual (diferencia entre la capacidad de abastecimiento mensual y el consumo a tarifa mensual) no alcanzara los 400 GWh, el límite del 40%, al que debe estar sometida la cantidad asignada a cada empresa comercializadora, desaparecerá.
 - c.** La asignación del excedente mensual terminará cuando se adjudique la totalidad de tal cantidad mensual excedentaria.
 - d.** La subasta tendrá un precio mínimo de salida, que deberá cubrir los costes de la oferta y ser como mínimo igual al precio pagado por ENAGAS, por debajo del cual aquella se declara desierta.
- 5.** La CNE en colaboración con el operador técnico del sistema, ENAGAS, desarrollará con posterioridad los detalles y el diseño del mecanismo de subasta y adjudicación de las cantidades excedentarias.
- 6.** Los excedentes económicos se destinarán a beneficiar a los consumidores, mediante los mecanismos que reglamentariamente se determinen.

7. GAS NATURAL aportará al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y a la Comisión Nacional de Energía toda la información que sea precisa para la adecuada determinación de los excedentes económicos y el adecuado desarrollo de la subasta.
8. Se garantice que la cesión de contratos de aprovisionamiento lleve aparejada la correspondiente reserva de capacidad de entrada al sistema.

Segunda

GAS NATURAL pondrá a disposición de las empresas comercializadoras no integradas en su grupo empresarial, en condiciones de transparencia, objetividad y no discriminación, el gas equivalente a los contratos de aprovisionamiento de gas natural de los que disponía ENDESA en fecha previa al inicio de esta operación.

9.2. Generación de electricidad

9.2.1. Conclusiones

Del análisis del impacto de la operación sobre el mercado eléctrico de generación se concluye que la operación propuesta comportaría un aumento significativo de la concentración en el mercado de generación de energía eléctrica y, sobre todo, la pérdida de GAS NATURAL como el nuevo entrante más efectivo hasta la fecha en competencia con los grupos eléctricos establecidos.

Es importante destacar que la operación incide sobre un mercado que tiene, de partida, un potencial importante para el ejercicio del poder de mercado¹⁰³. Este aspecto se ve confirmado por el HHI que se sitúa en 2272, considerando la potencia que estará disponible en 2006 en el régimen ordinario y en 1763 considerando la misma aumentada por el régimen especial y las importaciones. Además, en este mercado existen en la actualidad dos empresas, IBERDROLA y ENDESA, que resultan ser imprescindibles o “pivotes” para el abastecimiento de la demanda.

¹⁰³ “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España” (Pérez Arriaga, J.I., 2005).

Tomando como punto de partida la potencia disponible en 2006, la operación propuesta, sin considerar desinversiones, implicaría un aumento de todos los indicadores de concentración. En particular, el índice HHI pasaría de 2272 a 2603, aumentando en 331 puntos, si se considera el primer escenario con el solo régimen ordinario, mientras aumentaría en 245 puntos, pasando de 1.763 a 2.008, si se considera el segundo escenario que incluye además las interconexiones y el régimen especial. Teniendo en cuenta los valores de referencia indicados por las “Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas” (2004/C31/03) de la Unión Europea, esta variación puede considerarse como significativa en ambos casos puesto que el HHI resultante de la operación siempre supera el nivel de 2000¹⁰⁴.

Este resultado, que por si solo podría no ser indicativo de un empeoramiento de las condiciones de competencia, se ha complementado con unos análisis del impacto de la operación sobre la concentración en potencia de generación retirable y sobre la “pivotalidad” de los agentes para abastecer la demanda, que permiten una mejor aproximación a la capacidad real de los agentes y a sus incentivos para ejercer poder de mercado, como se ha explicado en detalle en el apartado 8.1.2.1.

En cuanto a la potencia retirable, definida como la suma de centrales de carbón, fuel, hidráulicas modulables y ciclos combinados, la operación sin desinversiones llevaría a una mayor concentración de la misma: el índice HHI aumentaría en 357 puntos, pasando de 1992 a 2349 en 2006. Por tanto, este resultado confirmaría la existencia de un riesgo de la operación para la competencia en el mercado.

En lo que concierne a los indicadores de pivotalidad, se han analizado tanto los datos de potencia de 2005, como los de 2006, debido a que el margen de cobertura de la demanda en estos dos años varía drásticamente. Considerando el 2005, año en el que el margen de cobertura de la demanda es menor, la operación implicaría un aumento desde el 8,8% hasta el 16,2% en el porcentaje de días en los cuales existe por lo menos un agente que,

¹⁰⁴ Véase el anexo A sobre indicadores de concentración para una descripción más detallada de los criterios indicativos que emplean las instituciones de defensa de la competencia en la Unión Europea y en Estados Unidos.

con su potencia retirable, es imprescindible para abastecer la demanda. Por otra parte, considerando el 2006, año en el cual el margen de cobertura es muy superior al de 2005 y posiblemente excepcional, el problema de pivotalidad sería de partida menor y la operación implicaría un aumento del indicador del 2,5% al 7,1%. Por tanto, se puede concluir que la operación también contribuye a aumentar las situaciones en las cuales un operador tiene una demanda residual positiva, que aumenta los incentivos económicos a subir el precio ofertado en el pool eléctrico.

Los análisis anteriores evidencian, a juicio de la CNE, que la operación, sin tener en cuenta las desinversiones, tiene un impacto negativo sobre el grado de competencia potencial en el mercado de generación, analizándose, posteriormente, si un plan de desinversiones podría anular dicho efecto negativo en la competencia.

Así, se ha analizado la evolución de los ratios e índices de concentración bajo escenarios de desinversión diferenciados por cantidad de potencia a enajenar y cada uno de ellos calculado estimando posibles diferentes compradores, concretamente, venta al segundo operador (IBERDROLA), al tercer operador (UNION FENOSA), al cuarto operador (HIDROCANTABRICO) y a un nuevo entrante en el mercado. Los escenarios de desinversión analizados son los siguientes:

- Plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL : venta de aprox. 3100 MW.
- Plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL más la venta adicional de 1200 MW de potencia instalada (desinversión en centrales en funcionamiento o construcción de potencia equivalente a los proyectos planteados en el plan de desinversión planteado por GAS NATURAL: se corresponde con el supuesto de que se desinvierte sobre instalaciones reales ya existentes en lugar de en proyectos).
- Plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL más la venta adicional de 4000MW de potencia instalada (desinversión en España equivalente a la cantidad de potencia que GAS NATURAL propone ceder en otros mercados europeos)

A continuación se resumen los resultados alcanzados tras dicho análisis, incluyendo los datos referidos a la situación del mercado antes de la operación de concentración y

después de la misma sin proceder a desinversión alguna, y que se encuentran en el cuerpo del informe.

Cuadro 160 Análisis comparativo de los indicadores de concentración bajo escenarios alternativos de desinversión (potencia disponible de los regimenes ordinario, especial e importaciones en 2006)

ESCENARIO 2006		Situación actual		Operación sin desinversiones	
R.O. + R.E. + INTERCONEX		C1	30,3%	C1	30,3%
		C2	55,6%	C2	60,5%
		C3	67,1%	C3	72,0%
		C4	72,0%	C4	76,2%
		HHI	1.763	HHI	2.008

Opciones de venta	Propuesta		Propuesta + 1200 MW		Propuesta + 4000 MW	
Venta al segundo comprador IBERDROLA	C1	35,5%	C1	37,6%	C1	42,4%
	C2	60,5%	C2	60,5%	C2	60,5%
	C3	72,0%	C3	72,0%	C3	72,0%
	C4	76,2%	C4	76,2%	C4	76,2%
	HHI	2.064	HHI	2.116	HHI	2.302
Venta al tercer operador UNION FENOSA	C1	30,3%	C1	30,3%	C1	30,3%
	C2	55,2%	C2	53,2%	C2	53,9%
	C3	72,0%	C3	72,0%	C3	72,0%
	C4	76,2%	C4	76,2%	C4	76,2%
	HHI	1.867	HHI	1.842	HHI	1.849
Venta al cuarto operador HIDROCANTABRICO	C1	30,3%	C1	30,3%	C1	30,3%
	C2	55,2%	C2	53,2%	C2	48,4%
	C3	66,7%	C3	64,7%	C3	64,7%
	C4	76,2%	C4	76,2%	C4	76,2%
	HHI	1.791	HHI	1.736	HHI	1.673
Venta a un nuevo entrante	C1	30,3%	C1	30,3%	C1	30,3%
	C2	55,2%	C2	53,2%	C2	48,4%
	C3	66,7%	C3	64,7%	C3	60,5%
	C4	72,0%	C4	72,0%	C4	72,0%
	HHI	1.747	HHI	1.675	HHI	1.571

Fuente: CNE

Tal y como puede apreciarse en el cuadro anterior, que se refiere al escenario de definición del mercado más amplio, incluyendo régimen ordinario, especial e interconexiones, la venta de la totalidad de los activos propuesta por GAS NATURAL en su plan de desinversiones al actual segundo generador eléctrico, IBERDROLA, elevaría el índice HHI calculado tras la fusión de 2.008 a 2.064, el cual se incrementa aún más en caso de aumentar el volumen de potencia a enajenar en los dos escenarios adicionales perfilados por la CNE.

Con respecto a los índices de c1 a c4, y en relación a la situación inmediata después de la operación, el c1 se ve incrementado y el resto de coeficientes se mantiene sin modificación con respecto a la situación posterior a la operación.

En caso de proceder a la venta de activos al tercer o cuarto operador actuales en el mercado de generación, al igual que sucede si el posible comprador fuera un agente independiente nuevo, el índice de concentración c1 se mantiene sin variación con respecto a dicho índice calculado antes y después de la fusión, ascendiendo a 30,3%. El índice c2 resulta inferior al calculado después de la fusión. Con respecto al índice c3, únicamente disminuye en el caso de que el comprador sea el cuarto operador o bien un nuevo entrante, en este caso descendiendo por debajo del nivel previo a la fusión. El índice c4 sólo disminuye en caso de venta de activos a un nuevo agente.

El índice HHI disminuye con respecto a la situación inmediata tras la fusión en caso de proceder a la venta de activos a un agente distinto de IBERDROLA, llegando incluso a ser inferior al existente en la situación previa a la fusión, es decir, mejorando con respecto a la situación actual, en caso de vender los activos al cuarto operador o a un nuevo agente, en caso de incrementar la potencia a enajenar con respecto a la propuesta de GAS NATURAL.

El siguiente cuadro incorpora la variación que se produce en el HHI para cada uno de los escenarios definidos de desinversión y con respecto de la situación de partida previa a la operación, es decir, un índice de la presión competitiva de 1.763:

Cuadro 161 Variación del HHI como consecuencia de escenarios de desinversión alternativos

	PROPUESTA	PROPUESTA+1200MW	PROPUESTA+4000MW
Propuesta a IBERDROLA	301	353	539
Propuesta a UEF	104	79	86
Propuesta a HC	28	-27	-90
Propuesta a independiente	-16	-88	-192

El documento “Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas” (2004/C 31/03) de la Unión Europea establece, con respecto a la variación que experimenta el HHI como consecuencia de la concentración, ciertas pautas para la determinación de concentraciones en las que es improbable surjan problemas de competencia y que son las siguientes:

- concentración que dé lugar a un HHI de entre 1000 y 2000 y a un “delta” (cambio en el HHI) inferior a 250,
- concentración que arroje un HHI superior a 2000 y un “delta” inferior a 150, salvo que se den circunstancias especiales como, por ejemplo, uno o varios de los siguientes factores:
 - a) una concentración en la que participe un operador potencial o recién incorporado al mercado con una pequeña cuota de mercado;
 - b) una o varias de las partes de la concentración son innovadores importantes en un sentido que no se refleja en las cuotas de mercado;
 - c) hay un elevado volumen de participaciones cruzadas entre los operadores del mercado;
 - d) una de las empresas participantes en la concentración es una empresa “díscola” (*maverick firm*) que muy probablemente romperá la conducta coordinada;
 - e) hay indicios de coordinación, o de prácticas que la propicien, en el pasado;

- f) una de las partes tiene, antes de la concentración, una cuota de mercado superior al 50%.

En el caso que nos ocupa, la venta de activos a IBERDROLA, para cualquiera de los escenarios descritos, implicaría un HHI superior a 2000 y un delta superior a 150, en consecuencia, y en virtud de los niveles establecidos por la Unión Europea, la operación presupone la existencia de problemas de competencia.

La operación de concentración implementada junto con la desinversión a cualquier agente del mercado distinto de IBERDROLA y con respecto a cualquiera de las tres hipótesis de enajenación planteadas, daría lugar a un HHI comprendido en un rango de entre 1000 y 2000 y con un delta inferior a 250, llegando a ser incluso negativo, tal y como puede apreciarse en el cuadro expuesto. En consecuencia, la instrumentación de la operación de concentración bajo estas hipótesis podría valorarse como una operación que, de manera improbable, podría provocar problemas de competencia.

Del análisis de la evolución de los indicadores de concentración se deduce el reforzamiento de la posición dominante colectiva de los dos primeros operadores del sector, en la medida en que el índice c_2 se ve incrementado tras la operación.

Con respecto a los índices de pivotalidad, el análisis realizado a partir de datos de potencia retirable y demanda de 2005, la operación duplicaría el porcentaje de horas y días en las que por lo menos un agente es indispensable para suministrar la demanda. Asimismo, el grupo resultante de la concentración pasaría a disponer de la condición de operador "pivote" único, condición que en la actualidad no tiene.

El análisis de pivotalidad realizado a partir de datos sobre potencia disponibles para 2006 ofrece dos conclusiones:

- A partir de un margen de cobertura de la demanda similar al existente en 2005 con anterioridad a la operación, se considera la existencia de un alto porcentaje de horas/días en los cuales por lo menos un generador, principalmente IBERDROLA aunque también ENDESA, tiene una demanda residual positiva que le permite, en

principio, fijar precios con un comportamiento monopolista. Este porcentaje aumentaría de forma significativa como resultado de la operación, convirtiéndose el nuevo grupo resultante de la misma en el principal operador pivotal.

- En virtud de un margen de cobertura de la demanda previsto para 2006, se prevé un bajo porcentaje de horas/días en los cuales, al menos, un generador sería indispensable para suministrar la demanda, siendo el nuevo grupo resultante de la operación el principal operador pivotal

Asimismo, el análisis de pivotalidad realizado en el marco de los escenarios alternativos de desinversión confirma las conclusiones obtenidas a partir del análisis de concentración. Este análisis concluye que tanto utilizando datos de potencia retirable de 2005, como de 2006, el plan de desinversión propuesto a IBERDROLA y cualquier venta adicional a esta empresa aumentan de forma significativa el número de horas durante las cuales esta empresa es pivotal.

Las conclusiones anteriores se derivan del análisis realizado quedando reflejado el mismo en el cuerpo del informe, en el que se recogen los cuadros sinópticos que incorporan los índices diarios calculados a partir de la potencia retirable en 2005 y en 2006 y para cada uno de los escenarios propuestos.

La valoración realizada sobre el nivel de HHI y el delta asociado a cada hipótesis planteada, unida a las valoraciones realizadas con respecto a los indicadores de concentración de c1 a c2, y al análisis de pivotalidad, permiten a esta Comisión concluir que el plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL no resolvería los posibles problemas de competencia derivados de la operación, mejorando sin embargo los indicadores si se incrementa la potencia a enajenar con respecto a la propuesta planteada. Para cualquiera de las situaciones estudiadas, la venta de activos a IBERDROLA ofrece indicios de una situación posterior a la concentración que podría obstaculizar la competencia efectiva, no eliminándose, en este caso, el riesgo de creación o fortalecimiento de posiciones dominantes y no quedando demostrado claramente que la solución restablezca de modo duradero las condiciones de competencia efectiva en el mercado de generación de energía eléctrica.

Adicionalmente, cabe destacar que la desaparición de Gas Natural del mercado eléctrico supone la pérdida de un competidor en acelerado crecimiento, que potencialmente alcanzaría en los próximos años una posición muy significativa en el mercado, introduciendo mayor competencia en el sector. Además se trata de un competidor de características no repetibles, debido a su integración con los negocios de comercialización y, sobre todo, de aprovisionamiento y distribución de gas, lo que refuerza el impacto de la operación sobre la competencia en el mercado eléctrico.

A la vista de lo expuesto en este apartado, a juicio de esta Comisión, los posibles problemas de competencia que pudieran producirse como consecuencia de la operación, podrían resolverse implementando un plan de desinversiones alternativo al presentado por GAS NATURAL.

La Comisión Nacional de Energía considera preciso el incremento del volumen de potencia a enajenar con respecto a la propuesta de GAS NATURAL a los efectos de resolver posibles problemas de competencia.

La exigencia de desinversión de potencia eléctrica adicional a la que aporta GAS NATURAL por encima de lo que representa el simple solapamiento horizontal se justifica en los efectos negativos para la competencia derivados de la integración vertical y conglomerado sobre esta actividad de generación de electricidad.

Estos efectos se resumen a continuación:

- Un posible efecto de la operación sería el incremento de la asimetría de información, pues si bien el grupo resultante de la operación tendría acceso esencialmente a la misma información sobre costes de gas que tiene GAS NATURAL en la actualidad (la aportación de ENDESA en este respecto no sería significativa), sin embargo, debido a su mayor cuota en el mercado de generación eléctrica, y por tanto su mayor interés en afectar el precio de mercado, el nuevo grupo tendría previsiblemente un incentivo mayor a emplear la información obtenida para actuar de forma estratégica.

- Se produciría igualmente un efecto de cierre del mercado de aprovisionamiento, debido a un mayor incentivo del nuevo grupo a incrementar el precio del gas a otros generadores en el mercado eléctrico, que sería en su caso mitigado por la presencia de otras fuentes de suministro.
- Asimismo, se daría un efecto a largo plazo de cierre del mercado de generación, puesto que el nuevo grupo absorbería la demanda futura de gas para generación de ENDESA, retirándola del mercado.
- Por último, el nuevo grupo tendría el incentivo y la capacidad de incrementar simultáneamente los precios del mercado de generación eléctrica y los precios de comercialización de gas, debido a sus cuotas elevadas en aprovisionamiento de gas y en el mercado de generación eléctrica.

La propuesta de la CNE permitirá un mayor nivel de entrada de nuevos agentes competidores con capacidad de generación inmediata, manteniendo los índices de concentración en línea con los existentes en la actualidad y reduciéndose con respecto a la situación inmediatamente posterior a la concentración.

En cuanto al comprador de dicho volumen de potencia, procede determinar que, en ningún caso, habrá de ser IBERDROLA el comprador de ninguna potencia a enajenar, puesto que esta situación no solucionaría los posibles problemas de restricción de la competencia que genera la operación, no siendo, según las cifras resultantes, el comprador idóneo de los activos puesto que la situación posterior a las desinversiones reforzaría la posición de dominio en el mercado de generación de energía eléctrica.

Con respecto al procedimiento de enajenación de los activos de generación de energía eléctrica, el procedimiento habrá de ser el que elija el propietario de los activos a desinvertir, tomando en consideración que las condiciones de ejecución del plan de enajenación de activos, incluyendo la elección del comprador, serán informados y revisados por la CNE a los efectos de evitar problemas de competencia en el sector afectado, considerando que el procedimiento de subasta no es el único procedimiento

transparente y objetivo en cuanto a la determinación del valor de mercado de los activos a enajenar.

Asimismo, la Comunicación de la Comisión Europea sobre las soluciones aceptables con arreglo al Reglamento CEE N° 4064/89 del Consejo, modificado por el Reglamento CEE n° 139/2004 de 20 de enero de 2004, no expresa procedimiento alguno concreto para proceder a la cesión de los activos ni para la determinación del comprador adecuado.

En conclusión, a priori, no parece razonable la imposición del método de la subasta de activos, no existiendo motivo objetivo alguno que justifique su prevalencia con respecto a un acuerdo entre partes.

9.2.2. Condiciones

A partir de las conclusiones anteriormente descritas procede la exposición de las siguientes condiciones relativas al mercado de generación de energía eléctrica:

El plan de desinversiones a ejecutar habrá de recoger los aprox. 3100 MW previstos por GAS NATURAL¹⁰⁵, en la notificación de la operación, incrementados con la venta de un número adicional de MW. En concreto se plantea la enajenación de 1.200MW adicionales.

El plan de desinversiones a ejecutar habrá de recoger desinversiones superiores a las previstas por GAS NATURAL, en la notificación de la operación, para situar el nivel de competencia en el mercado mayorista de electricidad en condiciones similares a las que se darían si no se produjese la operación analizada.

Los análisis incorporados en el cuerpo del informe evalúan el impacto de la operación en los años 2005 y 2006.

Asimismo, la desinversión de potencia asociada a nuevos proyectos no permite garantizar su efectiva realización por el adquirente en el plazo previsto, tanto por la necesidad de evaluación de las condiciones del proyecto por el nuevo adquirente, como por la

¹⁰⁵ En concreto, se habrían de enajenar las centrales referidas por GAS NATURAL, es decir, Teruel, As pontes, Foix y Estremera.

problemática de autorización y aceptación social que quede pendiente en el momento de su transferencia. Este hecho resulta muy importante para el sistema eléctrico, dado que un retraso en los planes de inversión de nueva potencia puede afectar muy negativamente a la seguridad de suministro del sistema, al margen de empeorar notablemente las condiciones de competencia. Por consiguiente las desinversiones que finalmente se impongan a la empresa resultante de la concentración deben consistir en centrales en funcionamiento y no proyectos, manteniendo GAS NATURAL el compromiso de acometer los proyectos que tenía anunciados.

No obstante, para conseguir alcanzar el objetivo de neutralizar los efectos de la operación sobre la competencia de manera adecuada en el tiempo, no resulta necesario concentrar toda la desinversión en el momento de producirse la operación, pudiendo establecerse un plan diferido de desinversiones, de manera que en el momento inicial se desinvierta una potencia equivalente a la aportada por GAS NATURAL a la empresa resultante y posteriormente de manera anual se vaya desinvirtiendo un volumen de potencia en centrales construidas equivalente al total de la cantidad que finalmente se determine.

En cuanto a las tecnologías que pueden considerarse en la desinversión, cabe señalar que la potencia que aporta GAS NATURAL al grupo resultante es toda ella de ciclos combinados de gas natural, es decir de una tecnología retirable económicamente, en el sentido definido en el cuerpo del informe, y que puede participar en los mercados de servicios complementarios de regulación. En consecuencia, debe desinvertirse en tecnologías de producción igualmente retirables, que como se ha indicado son las más relevantes de cara al posible ejercicio de poder de mercado. Cabe destacar igualmente, que las centrales que el grupo GAS NATURAL aporta a la empresa resultante disponen de un período amplio de vida útil remanente, debiendo las desinversiones centrarse en activos con períodos de vida útil remanente superior, al menos, a los 10 años.

En cuanto a la ubicación geográfica de las centrales que se desinviertan, resulta necesario que parte de la potencia se ubique en Andalucía y Cataluña, debido al elevado nivel de concentración local, que afecta al mecanismo de restricciones, ocasionado por la operación, de manera que la concentración final en esta zona no supere la situación previa a la operación

En cuanto al comprador de dicho volumen de potencia, procede determinar que, en ningún caso, habrá de ser el primer operador actual, puesto que esta situación no solucionaría los posibles problemas de restricción de la competencia que genera la operación, no siendo, según las cifras resultantes, el comprador idóneo de los activos puesto que la situación posterior a las desinversiones reforzaría la posición de dominio en el mercado de generación de energía eléctrica.

Podrían ser aceptables, a juicio de la CNE, cualesquiera de las otras modalidades de venta de activos al tercer o cuarto operadores actuales, o a un comprador independiente nuevo, pues el índice de concentración c_1 se mantiene sin variación con respecto a dicho índice calculado antes y después de la fusión, ascendiendo a 30,3%. El índice c_2 resultaría inferior al calculado después de la fusión. Con respecto al índice c_3 , únicamente disminuiría en el caso de que el comprador sea el cuarto operador o bien un tercero independiente, en este caso descendiendo por debajo del nivel previo a la fusión. El índice c_4 sólo disminuye en caso de venta de activos a un nuevo agente.

En términos de variación del índice HHI cualesquiera de las modalidades referidas distintas de la venta al primer operador actual serían válidas, en algunos casos porque el incremento es reducido y en otros porque incluso desciende.

Por último, conviene señalar algunas consideraciones que han de tenerse en cuenta en el procedimiento de desinversión de activos de generación, que son válidos con carácter general.

La solución final a los posibles problemas de competencia generados por la presente concentración habría de ajustarse a los principios generales aplicables a las soluciones aceptables para la Comisión Europea, recogidos en la Comunicación de la Comisión Europea sobre las soluciones aceptables con arreglo al Reglamento CEE N° 4064/89 del Consejo, modificado por el Reglamento CEE n° 139/2004 de 20 de enero de 2004, a saber:

- La cesión de activos habrá de permitir la creación de las condiciones para la aparición de una nueva entidad competitiva o la consolidación de los competidores ya existentes.
- Los activos a ceder habrán de transferirse a un comprador adecuado en un plazo específico, estando íntimamente ligada la viabilidad del conjunto de la cesión a la identidad del comprador. Las partes habrán de encontrar el comprador adecuado para la actividad enajenada, en este caso, los activos de generación de energía eléctrica.
- La cesión de los activos deberá completarse en un plazo fijado acordado entre las partes y el regulador.
- A los efectos de garantizar la eficacia del compromiso, la venta al posible comprador debería sujetarse al trámite de informe previo de la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, el comprador deberá ser un competidor existente o potencial, viable, independiente y sin vínculo alguno con las partes implicadas en la operación de concentración. Habrá de poseer recursos financieros, experiencia demostrada e incentivos para mantener y desarrollar la actividad asociada a los activos adquiridos en competencia con las partes. Además, la adquisición de los activos por parte de un comprador no deberá crear nuevos problemas de competencia, ni ocasionar riesgos que pudieran retrasar la materialización de la misma. Así, a los efectos de evitar distorsiones de competencia en el mercado de generación de energía eléctrica, en el proceso de enajenación de los activos habrá de tomarse en consideración la situación de los posibles compradores en el mercado de gas natural y electricidad.
- En el proceso de búsqueda de compradores de los activos integrados en el plan de desinversión final, no habrán de crearse condiciones que, directa o indirectamente, discriminen o perjudiquen a ningún posible comprador.

Dadas estas consideraciones generales, desde la Comisión Nacional de Energía (CNE) se propone que:

1. El grupo empresarial resultante de la operación debe mantener el compromiso de acometer los proyectos de inversión en plantas de generación eléctrica que el grupo GAS NATURAL y el grupo ENDESA tienen anunciados:

RESUMEN DE INVERSIONES PREVISTAS EN GENERACIÓN

	Gas Natural	Endesa
2005	800	0
2006	1200	380
2007	2000	800
2008	800	1200
2009	800	0
TOTAL	5600	2380

Nota 1: Datos en MW correspondientes a la última Información disponible en la CNE en el ámbito del seguimiento de las infraestructuras previstas en el Informe Marco de sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural y su cobertura.

Nota 2: A diciembre de 2004 la potencia instalada de la empresa Gas Natural era de 800 MW, correspondientes a las centrales de San Roque 1 y Besós 4, de 400 MW cada una. Por tanto la potencia instalada total prevista de la empresa Gas Natural en el horizonte 2009 sería de 6400 MW.

Gas Natural		
	Ciclo Combinado	Potencia (MW)
Hasta 31/12/2005	Arrúbal	800
Hasta 31/12/2006	Escombreras	1200
Hasta 31/12/2007	Málaga	400
	Puerto de Barcelona	800
	Plana del Vent	800
Hasta 31/12/2008	Las Matas	800
Hasta 31/12/2009	Paracuellos del Jarama	800
TOTAL		5600

Endesa		
	Ciclo Combinado	Potencia (MW)
Hasta 31/12/2005		0
Hasta 31/12/2006	Colón	380
Hasta 31/12/2007	Puentes	800
Hasta 31/12/2008	Guadaira	400
	Besós	800
TOTAL		2380

2. El grupo empresarial resultante de la operación debe proceder a desinvertir plantas de generación eléctrica por una potencia de al menos 4.300 MW.
3. Las plantas de generación eléctrica a enajenar poseerán las siguientes características:

- a. Estarán situadas en la España continental.
 - b. Al menos 400 MW de potencia estarán situados en cada una de las Comunidades Autónomas de Cataluña y de Andalucía.
 - c. Serán retirables: ciclos combinados de gas natural, hidráulica modulable, carbón, gas convencional y fuel-oil.
 - d. Tendrán una vida útil remanente superior a los 10 años.
 - e. Estarán en funcionamiento en el momento de la efectiva enajenación.
4. Las desinversiones en plantas de generación eléctrica deben acometerse de acuerdo con el siguiente calendario:
 - a. Durante 2006 el grupo empresarial resultante de esta operación debe enajenar plantas de generación eléctrica que, cumpliendo con las características del punto 3 de esta CONDICIÓN, posean una potencia total de, al menos, 1.600 MW que es la potencia instalada que GAS NATURAL aporta al grupo empresarial resultante de la operación.
 - b. Durante los tres años siguientes el grupo empresarial resultante de esta operación debe enajenar plantas de generación eléctrica hasta totalizar los 4.300 MW.
5. Los compradores de las plantas de generación eléctrica que deben ser enajenadas deben ser el tercero, el cuarto o sucesivos generadores del actual mercado de generación o un agente nuevo que no tenga vínculo alguno con ENDESA ni con GAS NATURAL, y todo ello en las condiciones existentes en este momento. Los compradores se comprometerán a no proceder a la venta de los activos de generación así adquiridos durante un periodo de 5 años desde la fecha de su compra efectiva.
6. Se creará una sociedad, encargada de la administración y supervisión de las plantas a desinvertir mientras dure el proceso de enajenación, sometida a supervisión y control de la Comisión Nacional de Energía.

7. La sociedad resultante de la operación de concentración deberá garantizar la solvencia técnica, económica y financiera de los posibles compradores así como la independencia en la actuación de los mismos, no pudiendo, en ningún caso adquirir posteriormente influencia alguna sobre toda o parte de la actividad cedida. En consecuencia, se hace necesario que la Comisión Nacional de Energía, una vez planteada la enajenación de los activos, proceda a comprobar los aspectos señalados en relación con el posible comprador, a los efectos de garantizar el cumplimiento de los requisitos expuestos, evitando que la elección de un comprador concreto pueda crear problemas de competencia u otras dificultades.

9.3. Comercialización y distribución de electricidad y gas natural

9.3.1. Conclusiones sobre el análisis de las actividades de comercialización y distribución de electricidad

Reforzamiento de la posición de dominio del grupo resultante en la actividad de comercialización:

Como ya se ha puesto de manifiesto en los epígrafes previos, la cuota de comercialización de electricidad de GAS NATURAL ha registrado un aumento considerable durante el periodo junio 2003- junio 2005, pasando del 5% al 19% en términos de clientes y desde el 5% al 8% en términos de energía vendida. Si a esto se suma la cuota de comercialización de electricidad de ENDESA, que ascendía en el año 2004 al 35% en términos energía vendida y al 40% en términos de clientes, el nuevo grupo concentraría el 43% de la energía vendida y el 59% de los clientes del mercado liberalizado.

En consecuencia, la operación de concentración examinada sin tener en cuenta la desinversión propuesta por la empresa notificante supondría el reforzamiento de la posición dominante colectiva, así caracterizada por las autoridades de competencia, en el mercado eléctrico, y en particular a los efectos del presente apartado, el reforzamiento de la posición dominante colectiva ostentada por ENDESA e IBERDROLA en el mercado de comercialización de electricidad.

Pero aunque se llevara a cabo el plan de desinversión propuesto por GAS NATURAL, seguirían persistiendo graves peligros para el desarrollo de la competencia que obligan a imponer condiciones adicionales, tal como se expone más abajo.

Los efectos de obstaculización de la competencia en relación con estas actividades eléctricas, que no se ven paliados por medidas puramente destinadas a evitar el solapamiento horizontal sin tener en cuenta el elevado grado de integración vertical y conglomeral que acompaña a la operación, se resumen a continuación:

Desaparición de un competidor que se ha revelado muy dinámico:

La implicación más importante de la operación es la pérdida de un competidor importante, no tanto por su cuota de mercado como por su dinamismo en el desarrollo de la actividad. Aún cuando GAS NATURAL no añada en la actualidad una cuota elevada a la de ENDESA, su participación en el mercado minorista eléctrico ha demostrado que se trata del competidor más exitoso y con mayor potencialidad de crecimiento. De hecho, a pesar de que muchas empresas independientes entraron en el mercado desde el comienzo del proceso de liberalización, sólo GAS NATURAL se ha revelado capaz de captar clientes de manera significativa. Destaca el fuerte aumento de la cuota de GAS NATURAL durante el periodo junio 2003- junio 2005, desde el 5% al 19% en términos de clientes y desde el 5% al 8% en términos de energía vendida. Además, la estrategia de expansión de esta empresa se ha centrado en el segmento de los consumidores domésticos, que supone las mayores barreras a la entrada, debido a los altos costes de cambio de este tipo de consumidores y a la ventaja competitiva de las empresas eléctricas establecidas. El éxito de GAS NATURAL en este segmento se puede relacionar con un efecto “marca” asociado a la relación de los consumidores con esta empresa como distribuidor de gas en determinadas zonas geográficas. La importancia de GAS NATURAL como competidor de los operadores establecidos se comprueba al observar que la empresa ha venido ganando el puesto de segundo comercializador con mayor número de clientes en las redes de IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA.

Ventajas de la integración de la distribución y comercialización:

La integración de distribución y comercialización bajo la propiedad de una misma empresa ha representado hasta la fecha un activo estratégico de gran importancia para el

desarrollo de la comercialización. De hecho todas las empresas integradas, y en particular ENDESA e IBERDROLA, tienen su cartera de clientes y de energía vendida fuertemente concentrados en sus propias áreas de distribución. Concretamente, en el caso de ENDESA, el 96% de la cartera de clientes y el 90% de la energía vendida se sitúan en el área de distribución del grupo ENDESA.

Otro indicador de la ventaja competitiva otorgada por la integración es el grado elevado de fidelización o permanencia de los consumidores con los comercializadores pertenecientes al mismo grupo empresarial de los distribuidores, a cuya red están conectados los consumidores. Si se analizan los datos históricos, se observa una tendencia a la reducción de las tasas de fidelización, aún cuando estas se mantienen en niveles todavía muy elevados en la actualidad. Este efecto es especialmente evidente en el caso de ENDESA e IBERDROLA, con tasas de fidelización cercanas al 80%.

Estos datos muestran el afianzamiento de ENDESA en la comercialización de energía eléctrica, que se verían reforzados por la integración vertical que supone la operación.

ENDESA es un operador establecido en distribución y comercialización de electricidad, la cuota de distribución de energía vehiculada de ENDESA supone el 42% y la cuota de comercialización es del 36%. Por otra parte, GAS NATURAL ha entrado recientemente con éxito en comercialización de electricidad, a pesar de no poseer activos de distribución eléctrica. En consecuencia, el grupo resultante de la operación tendría un mayor grado de integración vertical, más equilibrado con respecto al que tiene ENDESA en la actualidad.

De forma análoga al caso de la comercialización de gas, la comercialización de electricidad también se ve afectada por el grado de integración vertical con los activos de distribución.

Aspectos conglomerales

El nuevo grupo heredaría las relaciones verticales ya existentes en GAS NATURAL y ENDESA, que además se reforzarían debido a la mayor concentración horizontal que la operación generalmente produciría en los mercados ascendentes y descendentes. Esta situación se produciría en la integración existente entre aprovisionamiento-

comercialización de gas, generación eléctrica-comercialización de electricidad y distribución-comercialización (de gas o electricidad).

La fuerte posición del nuevo grupo en gas y electricidad sería difícilmente alcanzable por otros operadores actualmente activos en el mercado. La capacidad de comercialización conjunta de gas y electricidad a partir de la titularidad conjunta de redes de distribución de gas y electricidad, conferiría al nuevo grupo el acceso directo, con ventajas inigualables por comercializadores independientes, a una amplia base de clientes.

El otro efecto conglomeral relevante concierne el hecho de que, la posición conjunta de las dos empresas, reforzada tanto en aprovisionamiento de gas como en generación eléctrica y por la titularidad de activos de distribución, aporta al nuevo grupo una ventaja muy importante en la realización de ofertas conjuntas de gas y electricidad con respecto a todas las otras empresas operantes en el mercado, que tienen una posición más fuerte en un sector o en otro, pero no en ambos. Estas ofertas constituyen el principal producto ofrecido por los comercializadores de ambos sectores en la actualidad en el segmento doméstico-comercial.

Destaca el hecho de que casi todos los comercializadores, y en particular GAS NATURAL, UNIÓN FENOSA e IBERDROLA, tienden a ofrecer tanto electricidad como gas a los consumidores domésticos en la mayoría de las provincias españolas. Las ofertas conjuntas de electricidad y gas representa el 44,2% de las ofertas que lanza la comercializadora de ENDESA, y en el caso de GAS NATURAL, este porcentaje se eleva hasta el 90%. Estos datos muestran la importancia que supone para las comercializadoras poder ofrecer conjuntamente dos productos energéticos. En consecuencia, el reforzamiento de la posición dominante del nuevo grupo en los sectores de electricidad y gas natural tendrá un impacto considerable en la comercialización conjunta de gas y electricidad.

La operación notificada daría lugar a un grupo resultante, sin considerar desinversiones, convertido en el único distribuidor de gas y electricidad en las Comunidades Autónomas de Andalucía, Aragón, Cataluña y sur de Extremadura. Adicionalmente, en estas zonas el

nuevo grupo sería también el principal comercializador de gas y electricidad (sobre la base de la información disponible a finales de 2004).

Los principales comercializadores de gas y de electricidad han desarrollado su actividad esencialmente dentro de los límites de sus áreas de distribución.

Los consumidores en general, y especialmente los domésticos-comerciales, están muy fidelizados al comercializador perteneciente a un grupo empresarial con distribución, en parte como resultado de su relación con el distribuidor (mediante facturas, reparaciones y otros servicios) y por el conocimiento de la marca, y en parte por razones de inercia y escasa disposición al cambio de suministrador ligadas a las propias características de esta categoría de consumidores.

La principal fuente de competencia para un comercializador de gas (electricidad) procede, especialmente en el caso de los clientes domésticos-comerciales, de un comercializador afiliado a un distribuidor de electricidad (gas) activo en la misma zona geográfica.

La integración entre distribución y comercialización puede configurarse en muchos casos como una barrera a la entrada para comercializadores independientes, relacionada en particular con el hecho de que el distribuidor puede discriminar a favor de su comercializador afiliado en cuanto a contratación de acceso e información sobre los puntos de suministro.

Esta evidencia induce a reflexionar sobre el impacto que la integración de redes podría tener sobre la comercialización conjunta de gas y electricidad. En primer lugar, es previsible que la actividad de comercialización conjunta siga desarrollándose principalmente en las áreas geográficas donde se ubican los activos de distribución, debido a los incentivos que proporciona la integración entre comercialización y distribución.

Correspondientemente, se mantendría o incluso podría reforzarse el grado de fidelización de los consumidores, sobre todo doméstico y comercial, a los comercializadores afiliados a los distribuidores. Este efecto se aprecia claramente en las regiones donde la

distribución conjunta de gas y electricidad ya existe en la actualidad (para una descripción detallada véase el Anexo E).

9.3.2. Conclusiones sobre el análisis de las actividades de comercialización y distribución de gas

Reforzamiento de la posición de dominio del grupo resultante en la actividad de comercialización:

Como ya ha sido puesto de manifiesto en los epígrafes previos, la cuota de mercado del grupo GAS NATURAL en comercialización, medida sobre ventas totales en el año 2004, fue de un 53%. Si a esto se suma la participación del Grupo ENDESA, en comercialización, totalizaría un 58%. Si la cuota de mercado se especifica para el número de clientes, estas cifras, son, antes y después de la operación, 86% y 93% respectivamente, también con valores del año 2004. En consecuencia, la relevante participación en el mercado liberalizado de GAS NATURAL se ve reforzada, todavía más, debido a la Operación.

A nivel regional, GAS NATURAL reforzaría también con esta Operación su posicionamiento en casi todas las Comunidades Autónomas, siendo especialmente importante su incremento en regiones en las que pasa a ser el operador en clara posición dominante, desde una posición menos relevante, como en los mercados de Aragón y Asturias.

Integración entre las actividades de distribución y comercialización de gas

Desagregando el mercado liberalizado en segmentos de mercado, en el segmento doméstico los grupos empresariales verticalmente integrados, con activos de distribución y que desarrolle la comercialización, tanto eléctrica como de gas, están fidelizando sus clientes en el mercado libre, por lo que la mayor competencia se da entre grupos con distribución eléctrica y distribución de gas en el mismo territorio, siendo muy reducida la participación de otros comercializadores. El grado de fidelización varía de unas empresas a otras siendo más acusado para el grupo GAS NATURAL. Por lo tanto, existe una clara influencia de la actividad regulada de distribución sobre la comercialización, no deseable, y que lleva a concluir, que la gestión de la actividad de distribución y de comercialización de empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial no es independiente, gozando,

por lo tanto, las empresas comercializadoras pertenecientes a una empresa verticalmente integrada, de una ventaja competitiva muy importante en este mercado.

Por consiguiente, en el segmento doméstico puede resultar especialmente significativo el efecto de la superposición de redes planteada por la Operación, superposición que sería nueva en Cataluña y Andalucía. Si a esta situación se añadiera la planteada por GAS NATURAL en el Plan de Desinversiones propuesto, dicha superposición afectaría también a la Comunidad Valenciana, Murcia y en menor medida a Madrid. En este segmento, las empresas que acabarían teniendo toda la distribución, de respetarse el planteamiento de la operación, se acabarían repartiendo el mercado, se perdería un competidor y quedaría, únicamente, una empresa mayoritaria por región.

En cambio, en el segmento industrial del mercado liberalizado, si bien concurre también el efecto descrito en el segmento doméstico de fidelización de clientes, este se da en menor medida. Entre los grandes clientes sí parece existir, o al menos haber existido, un mercado en mayor competencia, con suficiente oferta, suficiente número de comercializadores y sin barreras de entrada. De ahí que la influencia de la Operación sobre este segmento se pueda considerar menos importante.

En el segmento de ventas de gas natural para el mercado de generación de electricidad, lo más relevante es que las empresas integradas con aprovisionamientos y comercialización de gas, además de activos de generación, arbitrarán entre ambos mercados en función del precio del mercado eléctrico. GAS NATURAL con el tamaño que adquiriría en generación, unido a su posición privilegiada en aprovisionamientos y comercialización podría llegar a condicionar la liquidez del mercado de comercialización de gas. Así, una retirada de oferta del comercializador con más del 90% del mercado doméstico y una parte muy importante del industrial, hacia la generación eléctrica, podría, llevado al extremo, provocar afecciones importantes al mercado del gas.

Desaparición de un competidor relevante

A nivel nacional, en el mercado de comercialización de gas natural, la cuota de ENDESA ENERGIA es sólo del 5% en términos de energía vendida, cifra que puede parecer no demasiado relevante. Sin embargo, se trata de un competidor importante, especialmente

en el segmento doméstico, donde esta comercializadora es la segunda por clientes suministrados, estando especialmente activa en las regiones donde el grupo es ENDESA tiene distribución de electricidad.

Un mercado en el que una empresa suministra a más del 90% de los clientes, está muy lejos de la competencia efectiva. De ahí que la propuesta de GAS NATURAL de reducir cuota de mercado en un 5%, la misma proporción que hoy mantiene Endesa en el mercado liberalizado, parezca incompleta. Al menos, para que la situación en el mercado liberalizado tras la Operación fuese igual desde el punto de vista de la competencia, que la situación de partida, la comercializadora de ENDESA tendría que ser vendida con todos sus activos de gas natural, de forma que continuase existiendo un competidor importante, que, actualmente es especialmente significativo en ciertas regiones.

9.3.3. Condiciones en materia de distribución y comercialización

Desde un punto de vista de la competencia, la mejor medida para solucionar los efectos derivados de la integración vertical y conglomeral entre distribución y comercialización dentro de uno o conjuntamente en ambos sectores, sería el establecimiento de una separación de propiedad entre actividades reguladas y liberalizadas.

Como se ha puesto de manifiesto a lo largo del informe, los grupos empresariales tienden a fidelizar a sus clientes en el mercado liberalizado; de hecho se ha visto que la mayor competencia entre comercializadoras en una zona se produce entre la comercializadora del grupo con distribución eléctrica y el grupo con distribución de gas. Por lo tanto, no debería permitirse la superposición de redes sin que se establezcan condiciones a la operación, en tanto en cuanto no se logre la independencia de la actividad de distribución, por sus efectos negativos sobre la competencia.

Atendiendo a todo lo anterior, las alternativas que permiten solucionar los efectos negativos para la competencia que esta operación conlleva en la actividad de comercialización son las siguientes:

ALTERNATIVA A

Mantenimiento de las actividades de distribución y comercialización en el mismo grupo empresarial pero sin posibilidad de comercializar temporalmente en las zonas donde el mismo tenga redes de distribución superpuestas. Separación funcional. Desinversión de activos de distribución de gas, debiendo segregarse, al menos, 1.500.000 puntos de suministro de gas natural.

Primero. En las zonas en las que el grupo resultante sea propietario de las redes de gas y electricidad, no podrá realizar nuevas contrataciones, ni renovar contratos existentes, hasta que el porcentaje, en volumen de comercialización en esta zona, en cada uno de los mercados suministrados a través de las redes de distribución, sea como máximo del 50%, situación en la que se permanecerá los dos años siguientes durante los cuales el Gobierno podrá proceder a la revisión de la regulación de las actividades de distribución y comercialización.

Segundo. GAS NATURAL, una vez completada la Operación de adquisición de Endesa, en el plazo que señale la Administración, deberá vender empresas distribuidoras del grupo integrado que tengan, como mínimo, 1.500.000 puntos de suministro de gas natural.

Las empresas distribuidoras se venderán con sus correspondientes activos, contratos y recursos, a empresas ajenas a GAS NATURAL. Estarán en condiciones de garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 9, del Real Decreto 1434/2002, en cuanto a su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización de la actividad de distribución y que asuman los planes estratégicos originales de las correspondientes distribuidoras.

Las empresas distribuidoras se escindirán con redes de distribución completas, entendiéndose como red completa, la red de distribución mallada (o lineal en su caso) existente desde los puntos de conexión (o desde el punto de conexión) de la red de distribución con la red de transporte.

Tercero. GAS NATURAL y las nuevas empresas distribuidoras surgidas como consecuencia de la escisión de activos, deberán adoptar además, la separación funcional entre los activos de distribución y los de comercialización. Esta separación funcional implicará que las personas responsables de la administración de las compañías de redes de distribución no podrán participar en estructuras de la compañía integrada responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de las actividades de producción y comercialización de gas natural y de generación y comercialización de electricidad, tomándose las medidas oportunas para que puedan actuar con independencia.

Las compañías distribuidoras deberán poder adoptar decisiones independientemente de la compañía integrada, con respecto a los activos necesarios para explotar, mantener o desarrollar la red. No se permitirá a la sociedad matriz dar instrucciones respecto a la gestión cotidiana, ni de las decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de las líneas de distribución, aunque este extremo no deberá impedir la existencia de mecanismos de coordinación adecuados que aseguren la protección de los derechos de supervisión, tanto económica como de gestión, de la sociedad matriz respecto a los activos de sus filiales.

Para garantizar la independencia en la gestión, las compañías distribuidoras tendrán que establecer un programa de cumplimiento en el que exponga las medidas adoptadas para garantizar que queden excluidas las conductas discriminatorias y deberán velar por que el respeto de dicho programa sea objeto de la adecuada supervisión. El programa establecerá las obligaciones específicas para alcanzar este objetivo. La persona u órgano responsable de supervisar el programa de cumplimiento deberá presentar un informe anual, que se publicará, con las medidas adoptadas, a la autoridad reguladora.

Los integrantes del Consejo de Administración de las nuevas empresas distribuidoras no podrán participar en estructuras de compañías energéticas integradas, responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de las actividades de producción y comercialización de gas natural y de generación y comercialización de electricidad, tomándose las medidas oportunas para que puedan actuar con independencia.

ALTERNATIVA B

En las Comunidades Autónomas en las que la concentración derivada de la OPA DE GAS NATURAL sobre ENDESA pudiera traer como consecuencia directa o indirecta el solapamiento de propiedad de redes de distribución de gas y de electricidad, el proceso de desinversión a que se refiere la condición 3ª de la resolución de la CNE de 8 de noviembre de 2005, como resultado del ejercicio de su función Decimocuarta, garantizará la existencia o implantación, al menos de dos operadores adicionales, accionarialmente independientes, en la distribución de gas y de electricidad, en los siguientes términos:

Primero. La cuota de participación en la distribución de electricidad y en la distribución de gas de la empresa resultante de la concentración no podrá ser superior al 60%, medida tanto por el criterio de puntos de suministro como por el de energía suministrada. Por consiguiente, su cuota de participación en los ingresos regulados, provenientes de la retribución de las actividades de distribución de la Comunidad Autónoma correspondiente, deberá representar un porcentaje similar. Las cuotas de participación restantes corresponderán a las nuevas empresas distribuidoras que sean resultado de la presente condición y, en su caso, a los distribuidores ya existentes.

Segundo. Las desinversiones en redes de distribución de gas y de electricidad atenderán a criterios de coherencia industrial y económica de manera que las redes que sean escindidas, como resultado de la desinversión, constituyan redes completas, entendiéndose por tal la red mallada o lineal existente entre su conexión a la red de transporte y sus puntos de suministro. Asimismo, se procurará que las redes escindidas se agrupen en paquetes que reúnan diferentes categorías del mercado de venta a tarifa y tengan una implantación física cercana al 40% del territorio de la Comunidad Autónoma correspondiente.

Tercero. Las desinversiones a las que se refiere la presente condición no podrán tener como destinatarios empresas vinculadas con el primer y segundo operador en los mercados de gas o electricidad.

Cuarto. Se seguirán las condiciones de procedimiento citadas en el apartado 9.5 del informe.

9.4. Otras condiciones

A las anteriores condiciones cabe agregar en todo caso, para cualquiera de las alternativas señaladas, las siguientes desinversiones propuestas por GAS NATURAL en su documento de notificación en relación con las actividades de Transporte de gas natural y Distribución de Gas Natural:

Desinversiones en transporte de gas natural

Gas Natural habrá de desinvertir las participaciones accionariales de ENDESA en SAGGAS (20 %), promotora y propietaria de la planta de regasificación de Sagunto, y en REGANOSA (21 %), promotora y propietaria de la planta de regasificación de Ferrol y una futura red de gasoductos de transporte de 130 km de longitud. Dichas desinversiones podrán ser a favor de ENAGAS, sujeto a los acuerdos de los socios de las plantas que puedan ser de aplicación.

Asimismo, habrá en todo caso de reducir su participación accionarial y de representación el Consejo de ENAGAS del 17 % actual al establecido por la Ley.

Desinversiones en distribución de gas natural

Gas Natural indica que procederá a la “eliminación de vínculos con competidores mediante el compromiso de desinversión del porcentaje de capital propiedad de Gas Natural en Naturcorp Multiservicios, S.A. y Gas Natural de Álava, S.A., a llevar a cabo en un plazo razonable desde la fecha de aprobación de la operación”.

A día de hoy, la participación accionarial de Gas Natural en NATURCORP, empresa que distribuye gas natural en las Comunidades Autónomas de Asturias, País Vasco y el municipio de Figueres, es del 9,4 %, y en GASNALSA, distribuidora en la provincia de Alava, es del 10 %.

Esta Comisión considera que tal desinversión deberá realizarse en un plazo máximo de seis meses.

9.5. Consideraciones en materia de condiciones de procedimiento

A semejanza de lo previsto en el Acuerdo del Consejo de Ministros sobre la concentración ENDESA-IBERDROLA, la ejecución de las condiciones sustantivas arriba detalladas debería hacerse con arreglo a determinadas condiciones de procedimiento.

Esta Comisión entiende que en caso de aprobarse la operación de concentración mediante condiciones, la empresa notificante deberá presentar, en un plazo no muy extenso (10 días se fijaron en el referido acuerdo de la concentración ENDESA-IBERDROLA), un Plan de Desinversiones para el cumplimiento de dichas condiciones establecidas.

Con la finalidad de verificar si cumple con las condiciones que en su caso establezca el Consejo de Ministros en su Acuerdo sobre la operación, el citado Plan debería ser aprobado por el Servicio de Defensa de la Competencia en el plazo de dos meses, previo informe preceptivo de la CNE, como Plan definitivo que incluiría en su caso las modificaciones que procedan sobre el presentado originalmente por la empresa notificante así como el detalle de los activos a desinvertir.

Asimismo, debería crearse una sociedad gestora de los activos a desinvertir desde el momento de aprobación del Plan, sujeta a la supervisión y control de la CNE.

Una vez aprobado el Plan definitivo, éste habría de ser remitido a la empresa notificante para que presente, en el plazo de dos meses, propuestas de desinversión concretas de venta a terceros que reúnan las condiciones de independencia, solvencia económica, financiera y técnica para asegurar la adecuada gestión de los activos que se adquieran.

Las enajenaciones concretas propuestas por el notificante deberían ser aprobadas por el SDC en el plazo de 1 mes desde la presentación, previo informe de la CNE a emitirse en 15 días dentro de dicho plazo.

El Plan de Cesión de Activos no debería prever la permuta de activos entre la entidad resultante y las entidades adquirentes.

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que anteceden, GAS NATURAL habría de presentar cada año a la Comisión Nacional de Energía un informe sobre la situación de la actividad de comercialización (y de distribución) de su grupo empresarial, especificando el cumplimiento de las obligaciones anteriores.

10. CONSIDERACION FINAL

El análisis de la OPA de GAS NATURAL sobre ENDESA plantea numerosos problemas regulatorios detectados a lo largo del informe que afectan al funcionamiento eficiente de los mercados.

En el marco de las reflexiones y análisis de las propuestas planteadas por el “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España”, la CNE elevará al Gobierno propuestas regulatorias sobre las cuestiones puestas de manifiesto que contribuyan, entre otros objetivos, junto con las condiciones propuestas, a mitigar los problemas de competencia detectados en gas y electricidad.

11. ANEXO A: INDICADORES DE CONCENTRACIÓN

Los índices de concentración, como las cuotas de mercado o el índice de Hirschmann-Herfindahl (HHI)¹⁰⁶ son las medidas en las que tradicionalmente se basan las instituciones de defensa de la competencia para la identificación del grado de competencia en una industria o mercado. Sin embargo, su interpretación debe ser realizada con cautela, puesto que estas medidas examinan solo el lado de la oferta en el mercado y asumen una demanda perfectamente elástica al precio. En este sentido todos los índices de concentración subestiman el poder de mercado potencial en industrias donde la elasticidad de la demanda es reducida (este es el caso del mercado de la energía eléctrica y de la comercialización minorista de gas y electricidad en el segmento de los consumidores domésticos).

Por otra parte, los índices de concentración aportan solo una primera aproximación a la capacidad efectiva y a los incentivos económicos de un agente a ejercer poder de mercado. Para una valoración más completa es necesario analizar también factores tan importantes como la posible existencia de heterogeneidad en las tecnologías de producción y/o de los contratos de aprovisionamiento, de las variables estratégicas (competencia en precio y/o en cantidades), de las condiciones de entrada de nuevos competidores y de posibles peculiaridades del mercado considerado (por ejemplo, la existencia de costes de transición a la competencia).

A continuación se describen brevemente los distintos indicadores de concentración, evidenciando sus propiedades y limitaciones.

Cuotas de mercado y ratios de concentración

Las cuotas de mercado individuales y los ratios de concentración (calculados como el % de cuota de las n empresas más grandes) proporcionan una primera idea de los incentivos a los que se enfrentan las empresas a la hora de ejercer poder de mercado:

¹⁰⁶ Este índice se construye como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de todas las empresas del mercado y por lo tanto toma valores entre 0 (empresas muy pequeñas) y 10.000 (monopolio). Una de las ventajas de este índice es que a partir de su valor es fácil calcular el número de empresas equivalente, es decir, cuantas empresas de igual tamaño darían lugar a ese HHI. Únicamente hemos de dividir 10.000 por el HHI obtenido.

cuanto mayor sea la participación de una empresa en el mercado, mayor será su interés a que los precios que remuneran el total de su producción sean elevados.

Suponiendo que se ha determinado el tamaño del mercado relevante y las cuotas sobre el mismo, la pregunta relevante es: ¿Qué umbrales de cuotas deberían considerarse como indicadores de un potencial significativo de poder de mercado? En EEUU la FERC identifica el 20% como el porcentaje límite por de bajo del cual se presume que no se puede ejercer poder de mercado. En la Unión Europea el concepto de poder de mercado significativo se solapa con el de dominancia y existe una regla general por la cual si una compañía tiene una cuota por de bajo del 25% se presume que no hay dominancia. Esta requiere que se observen cuotas mayores del 40%. Para cuotas superiores al 50% existe una presunción de poder de mercado significativo. Todos estos umbrales tienen cierto grado de arbitrariedad y deberían considerarse como valores de referencia meramente indicativos.

La utilización de las cuotas de mercado y de los ratios de concentración se encuentra con dos limitaciones fundamentales. La primera concierne el supuesto subyacente sobre el comportamiento estratégico de las empresas. La justificación teórica (Shapiro 1989) de la causalidad entre tamaño y ejercicio de poder de mercado solo existe si se supone que las empresas tienen un comportamiento estratégico à la Cournot, es decir si las empresas compiten en cantidades de producto homogéneo, suponiendo que la producción de las demás empresas es constante. En este contexto se demuestra que el margen obtenido por cada empresa en equilibrio es una función directa de su cuota de mercado. Sin embargo, en una representación diametralmente opuesta, en la que las empresas compiten en precios y pueden ajustar perfectamente su oferta, su tamaño o cuota de mercado no constituye un indicador del ejercicio de poder de mercado: el modelo de Bertrand predice que, si existen por lo menos dos empresas con funciones de costes simétricas el resultado de equilibrio será equivalente al de competencia perfecta, con precio de mercado igual al coste marginal. Los modelos de Cournot y Bertrand aportan intuiciones importantes sobre el comportamiento estratégico de las empresas, pero se trata necesariamente de representaciones simplificadas. En la mayoría de los mercados reales las empresas tienden a elegir simultáneamente el precio y la cantidad ofertada, teniendo en cuenta la posible reacción de sus competidores existentes y potenciales.

Debido a esta complejidad, el tamaño relativo de un agente en un mercado debe interpretarse con mucha cautela a la hora de valorar su poder de mercado potencial.

Una crítica adicional a la utilización de las cuotas de mercado es que estas ignoran el grado de concentración del mercado en su totalidad. La capacidad de una empresa de ejercer poder de mercado puede ser muy distinta dependiendo de si la empresa es un operador muy grande en un mercado muy fragmentado o si es una de las más grandes en un mercado muy concentrado. El índice HHI, que se explica a continuación, es una medida que intenta tener en cuenta este efecto.

El índice HHI

El índice HHI se calcula como la suma del cuadrado de las cuotas de los distintos agentes del mercado considerado. Por tanto, el índice toma valores entre 0 (competencia perfecta) y 10,000 (monopolio).

De jugar algún papel en la determinación del grado de competencia de un mercado, el HHI juega un papel como "test negativo": en una industria altamente fragmentada, en la que cada empresa posee una fracción muy reducida del mercado, es difícil que se perpetúen posiciones de dominio. Así lo exponen de forma explícita las reglas de política de la competencia en la Unión Europea y las *Horizontal Merger Guidelines* del departamento de Justicia en EE.UU., que clasifica los mercados de la siguiente forma:

- Mercados no concentrados: $HHI < 1000$
- Mercados moderadamente concentrados: $1000 < HHI < 1800$
- Mercados muy concentrados: $HHI > 1800$

Adicionalmente, para valorar el impacto de una operación de fusión o adquisición la FERC establece los siguientes criterios indicativos:

- HHI después de la operación < 1000 : la de variación del HHI no es relevante y se considera que la operación no tiene efectos negativos sobre la competencia.

- $1000 < \text{HHI} < 1800$ después de la operación: el impacto sobre la competencia se considera preocupante si la variación del HHI es superior a 100
- $\text{HHI} > 1800$ después de la operación: si la variación del HHI es superior a 50 el impacto sobre la competencia se considera preocupante, mientras si es superior a 100 se asume que la operación crea o aumenta el poder de mercado potencial

Por otra parte, el documento *“Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas”* (2004/C 31/03) de la Unión Europea establece, con respecto a la variación que experimenta el HHI como consecuencia de la concentración, ciertas pautas para la determinación de concentraciones en las que es improbable surjan problemas de competencia y que son las siguientes:

- Concentración que dé lugar a un HHI de entre 1000 y 2000 y a un “delta” (cambio en el HHI) inferior a 250,
- Concentración que arroje un HHI superior a 2000 y un “delta” inferior a 150, salvo que se den circunstancias especiales como, por ejemplo, uno o varios de los siguientes factores:
 - una concentración en la que participe un operador potencial o recién incorporado al mercado con una pequeña cuota de mercado;
 - una o varias de las partes de la concentración son innovadores importantes en un sentido que no se refleja en las cuotas de mercado;
 - hay un elevado volumen de participaciones cruzadas entre los operadores del mercado;
 - una de las empresas participantes en la concentración es una empresa “díscola” (*maverick firm*) que muy probablemente romperá la conducta coordinada;
 - hay indicios de coordinación, o de prácticas que la propicien, en el pasado;
 - una de las partes tiene, antes de la concentración, una cuota de mercado superior al 50%.

Debido a que se construye a partir de las cuotas de mercado, el HHI constituye un indicador significativo del poder de mercado potencial en la medida en que el comportamiento estratégico de las empresas es asimilable a una competencia en cantidades à la Cournot. De hecho, una justificación teórica para utilizar el HHI es que, bajo ciertas condiciones, en particular la de costes marginales constantes y ausencia de restricciones de capacidad, el HHI dividido por la elasticidad de demanda resulta ser igual al índice de Lerner que se obtiene en el equilibrio de Cournot, es decir el índice que mide la diferencia entre precio de mercado y coste marginal¹⁰⁷. Sin embargo, en mercados reales donde las empresas compiten en precios y cantidades, el valor del HHI podría estar sobre-estimando el nivel de poder de mercado existente.

¹⁰⁷ El Índice de Lerner se define como $(P-MC)/P$ y constituye un indicador importante a la hora de verificar el ejercicio de poder de mercado ex post. El problema principal de esta medida es la de medir de forma adecuada el coste marginal.

ANEXO B: INDICADORES DE “PIVOTALIDAD”

La capacidad de un generador eléctrico de alterar precios mediante una estrategia de retirada física o financiera de su capacidad instalada depende críticamente de su situación relativa al abastecimiento de la demanda. Esta capacidad existe solo si, en un periodo determinado (una hora por ejemplo), la producción del generador en cuestión es indispensable o “pivote” para satisfacer la demanda residual.

En el ámbito de la literatura económica aplicada al mercado eléctrico se han desarrollado en los últimos años varios indicadores orientados a medir la pivotalidad de los generadores.

Una primera medida es el PSI (Pivotal Supplier Index), definido por Bushnell y otros autores¹⁰⁸ como un indicador binario, que asume el valor 1 cuando el generador no es “pivote” en una determinada hora y el valor 0 cuando es “pivote”. El PSI puede agregarse para obtener el % del tiempo durante el cual la empresa generadora tiene el estatus de “pivote”. En un estudio sobre una operación de concentración en la región del Wisconsin/Upper Michigan, Bushnell utilizó el PSI para prever que el generador más grande tendría una condición de pivotalidad en el 55% de las horas del año. Además, en 2001 la FERC construyó una medida parecida, el Supply Margin Assessment (SMA), que utilizó en lugar del criterio del 20% de cuota de mercado. Este índice se ha criticado por concentrarse en las horas punta y por tender a subestimar el poder de mercado que puede ejercerse en otras horas.

Otra medida, de desarrollo más reciente¹⁰⁹, es el Índice de Oferta Residual (Residual Supply Index o RSI). Este indicador es conceptualmente similar al anterior pero tiene dos propiedades superiores: se define en base continua y refleja el poder de mercado potencial en todas las horas. Para un generador i el RSI se define de la siguiente forma:

$$RSI_i = (\text{Potencia total disponible} - \text{Potencia relevante de la empresa } i) / \text{Demanda de energía total}$$

¹⁰⁸ Bushnell y otros (1999)

¹⁰⁹ Sheffrin (2001, 2002)

Un valor del RSI_i mayor de 100% en una hora determinada debería indicar que el generador i tiene escasa habilidad de afectar el precio, puesto que los otros generadores tienen potencia suficiente para abastecer la demanda. Al contrario, un valor del RSI_i inferior al 100% indicaría la existencia de cierto potencial de ejercicio de poder de mercado, debido a que la potencia del generador i es necesaria para suministrar la demanda.

Además de calcularse para una empresa, el RSI puede calcularse también para todo el mercado. En este caso se define como el RSI_i más bajo entre todos los generadores.

El test del RSI ha sido utilizado con cierto éxito en el mercado eléctrico de California¹¹⁰. En particular, se ha detectado una correlación positiva significativa entre el RSI horario del mercado y el mark-up precio-coste observado. En media, esta relación indica que valores de RSI superiores al 120% serían consistentes con niveles de precios competitivos. El análisis basado en el RSI puede también emplearse para estimar el nivel de margen de cobertura de la demanda que sería necesario para garantizar la existencia de un mercado competitivo.

Sheffrin¹¹¹ (propone del siguiente test para excluir que hay un potencial de poder de mercado excesivo:

- RSI tiene que ser por lo menos 110% durante más del 5% de las horas en un año
- RSI debe ser superior al 110% durante 95% de horas en un año.

El indicador RSI, tal y como se ha definido anteriormente, mide la habilidad de un generador de modificar precios, pero no el incentivo económico a actuar de esta manera. El hecho de ser indispensable para cubrir la demanda en una determinada hora no implica necesariamente que el generador encuentre rentable retirar producción o aumentar su puja para aumentar el precio. Esto será rentable solo si la pérdida de ingresos por energía no generada es compensada por el mayor precio que se obtiene como consecuencia de

¹¹⁰ D. Newbery y otros (2004), "A Review of the Monitoring of Market Power", páginas 19-20.

¹¹¹ Sheffrin (2002), "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index", Presentación al FERC Market Monitoring Workshop, 3-4 Diciembre 3-4, 2002,

la entrada de una tecnología marginal más cara. Las centrales con costes elevados de arranque y parada, como las nucleares y las hidráulicas fluyentes, no serían aptas para realizar esta estrategia, así como no lo serían las centrales de gas que se abastecen mediante un contrato de gas de largo-plazo, con escasa flexibilidad en volumen de aprovisionamiento. Sin embargo, las centrales térmicas de fuel y carbón, las centrales hidráulicas modulables y las CCGTs que se suministran de un comercializador con una cartera de contratos diversificados pueden considerarse como económicamente retirables y por tanto más aptas en principio para una estrategia de modificación de precios.

A la luz de estas consideraciones, en este análisis se ha desarrollado un modelo del sistema eléctrico para el cálculo de índices “pivote”. A este fin se ha estimado la potencia disponible esperable en una situación de hidraulicidad media, diferenciada por meses dentro del año y se ha considerado una producción media del régimen especial y un programa de mantenimiento de unidades orientado a uniformizar el margen de reserva a lo largo del año. El hecho de haber considerado, en todas las horas de un mes, la potencia disponible hidráulica, puede suponer una sobrestimación de la potencia efectivamente disponible, dado que ésta no podría utilizarse más que en unas pocas horas, debiendo considerarse los resultados una estimación inferior, pero cercana, de la pivotalidad real existente. Por otra parte, en situaciones de hidraulicidad seca o falta de viento, los resultados de pivotalidad apuntados crecerían exponencialmente. Sobre la base de este modelo se ha calculado la demanda residual de cada agente i en cada hora, definida como:

Demanda residual para el agente i = Demanda total – Potencia relevante de todas las empresas $n-i$

donde la potencia relevante puede ser dada por la potencia disponible o por la potencia retirable. Se ha calculado el índice “pivote” como el porcentaje de horas/días en los cuales el agente i tiene demanda residual positiva.

ANEXO C: LA TEORÍA ECONÓMICA DE LOS MERCADOS CONTESTABLES (CONTESTABLE MARKETS)

De acuerdo con la teoría económica, un mercado se define como contestable cuando presenta las siguientes características:

“Un mercado contestable es aquel en el cual la entrada es completamente libre y la salida resulta absolutamente carente de costes. Nosotros empleamos la expresión libertad de entrada en el sentido de Stigler, no para dar a entender que ésta resulta carente de costes o fácil, sino refiriéndonos a que el entrante no sufre ninguna desventaja técnica de producción o de la calidad percibida del producto...” (Baumol, 1982)

Economistas industriales como Baumol han detectado que a largo plazo un monopolio sólo puede tener beneficios si existe una barrera a la entrada de nuevas empresas. Si la entrada es libre, los monopolios pueden ser vulnerables al comportamiento oportunista de otras empresas.¹¹²

Baumol considera que un mercado es perfectamente contestable cuando los potenciales competidores en el mercado tienen acceso a la misma tecnología que las empresas que ya operan en el mercado, no existen costes hundidos y, finalmente, una empresa puede entrar en dicho mercado antes de que las empresas que ya operan en él puedan reaccionar.

Asimismo, considera que las condiciones suficientes para que exista una fuerte competencia en el mercado son: libre entrada y salida, sin costes hundidos; un gran número de compradores y vendedores identificados; y la existencia de productos homogéneos y sustitutivos. Sin embargo, para que un mercado sea perfectamente contestable todos los vendedores potenciales deben tener los mismos conocimientos acerca de las características técnicas y productivas, los compradores deben responder rápidamente a los cambios en los precios y no pueden existir costes hundidos. En estas condiciones no existirán barreras de entrada.

¹¹² “Economía Industrial del Sector Eléctrico: Estructura y Regulación”. Eloy Alvarez Pelegry.

Generalmente, cuanto más perfecta sea la contestabilidad del mercado, las empresas que en él operan tendrán menos poder de mercado. La teoría de los mercados contestables establece que no es preciso que se den las rígidas condiciones que definen la competencia perfecta, en especial en relación al elevado número de vendedores, para poder obtener los beneficios derivados de la competencia. La contestabilidad del mercado se encuentra asegurada mientras exista libertad de entrada y salida y esto no suponga costes, siendo independientes del número de empresas de la industria o de su cuota de mercado.

Las condiciones para que un mercado sea perfectamente contestable, según Baumol, casi nunca se cumplen en la práctica, aunque es posible encontrar mercados contestables imperfectos. Baumol considera que *“debe quedar claro que los mercados perfectamente contestables no abundan en el mundo real en mayor medida en la que lo hacen los mercados perfectamente competitivos, si bien hay una serie de industrias que se aproximan sin duda a la contestabilidad incluso cuando se encuentran muy alejadas de ser perfectamente competitivas.”*

Según Clarke (1985) un mercado es perfectamente contestable si está completamente abierto a nuevos competidores potenciales, lo que tiene dos implicaciones:

- Los competidores o nuevos entrantes potenciales habrán de desarrollar sus actividades en condiciones, tanto de coste como de producto, idénticas a las de las empresas ya establecidas en el sector, lo que supone la ausencia de barreras de entrada.
- Los competidores o nuevos entrantes potenciales habrán de ser capaces de entrar y salir de la industria con un coste neto nulo, es decir, en ningún caso se disuadirá a un nuevo competidor de la entrada en un mercado como consecuencia de que una posible salida del mismo conlleve un coste económico (existencia de costes hundidos).

Un mercado se convertirá en contestable minimizando las barreras de entrada y salida y homogenizando la información disponible en el mercado.

Según Clarke (1985) *“en algunos mercados, de hecho, la perfecta contestabilidad puede constituir un supuesto razonable. El factor determinante es que las nuevas empresas tengan la percepción de que no existen costes específicos asociados a la entrada y salida, esto es, que cualquier inversión en planta o en otros activos es recuperable al salir (una vez descontada la depreciación)”*. Sin embargo, establece que hay casos en los que *“la entrada requiere una inversión inicial que resulta parcialmente irreversible, y que, por tanto, implica un coste hundido no recuperable. En estos casos los mercados no son perfectamente contestables y el impedimento a la entrada hace de nuevo su aparición.”*

Para Clarke, la importancia de la contestabilidad reside en que no se requiere un gran número de empresas para establecer los supuestos de competencia perfecta. Lo importante es establecer un procedimiento por el que las nuevas empresas puedan acceder al mercado y para ello podría ser suficiente el duopolio para establecer desde el punto de vista económico una asignación eficiente de recursos.

En general los mercados perfectamente contestables tienden a funcionar con un margen precio/coste marginal nulo, cumpliendo de esta manera un óptimo de Pareto, es decir, ningún consumidor puede lograr un mayor bienestar ni ningún productor puede conseguir un mayor beneficio si no es a costa de otro agente, siendo este resultado de aplicación a los mercados perfectamente competitivos.

Tal y como se ha indicado, lo novedoso de la teoría de los mercados contestables y lo que los hace más atractivos en la práctica, es que para obtener el resultado anterior, es decir, el comportamiento en el largo plazo como si se tratase de mercados en competencia perfecta, no se requiere que exista un gran número de competidores en el mercado, una condición suficiente para ello es que existan dos o más empresas, según las teorías de Baumol, Panzar y Willing (1982)

Así, la teoría económica puede sugerir el incremento de la contestabilidad en lugar de la prevención el incremento de la concentración, tomando en consideración que la

contestabilidad en el mercado garantizaría un grado razonable de competencia real en el sector.

En ausencia de barreras de entrada y salida, la amenaza de entrada de nuevos competidores puede eliminar gran parte de los beneficios que se asocian al poder de mercado. Es por ello importante el análisis de la contestabilidad de los mercados, puesto que constituye, en su esencia, una limitación al poder de mercado.

Por tanto, como se ha indicado en un mercado contestable los competidores potenciales o nuevos entrantes deberán desarrollar su actividad en unas condiciones de coste y calidad del producto idénticas a las de los operadores ya establecidos.

En el caso de la generación, los costes de un nuevo agente no son iguales a los de un generador asentado en el mercado. Por ello, con carácter general la teoría económica reconoce los “costes hundidos” como una barrera de entrada al mercado. Tal y como se ha hecho constar la teoría de los mercados contestables considera que se producen situaciones en que *“la entrada requiere una inversión inicial que resulta parcialmente irreversible y que, por tanto, implica un coste hundido no recuperable. En estos casos los mercados no son perfectamente contestables y el impedimento a la entrada hace de nuevo su aparición”* (Clarke, 1985).

En cualquier caso, la amenaza de entrada de nuevos competidores tiende a limitar el precio que puede sostenerse en el mercado. En los mercados eléctricos este efecto incentiva a los operadores establecidos a realizar pujas que no induzcan una estrada excesiva. En un estudio empírico sobre el mercado inglés en su etapa inicial de desarrollo, Wolfram¹¹³ apunta a la amenaza de entrada como una de las posibles causas que provocaron la diferencia entre los precios elevados previstos por los modelos teóricos y los precios mucho menores que se registraron en la práctica. Este estudio encontró evidencia empírica significativa del efecto mitigador de la amenaza de entrada sobre el precio de mercado.

¹¹³ Wolfram, C.D. (1999), Measuring duopoly power in the British Electricity Spot Market, American Economic Review, vol. 89.

ANEXO D: LOS MERCADOS INTERNACIONALES DE GAS NATURAL

El gas natural como combustible estratégico del siglo XXI

A tenor de la evolución de los mercados energéticos en los últimos años, se puede afirmar que el gas natural se está convirtiendo en el combustible fósil del siglo XXI, al acaparar con preferencia a otros combustibles los nuevos consumos, ello es, por sus menores emisiones contaminantes por unidad producida en comparación con el petróleo y el carbón, y por su creciente uso para generación eléctrica de alta eficiencia energética, mediante ciclos combinados y cogeneración. Dicha tendencia energética global se aprecia especialmente en la estrategia energética española, como se ilustra a lo largo del presente capítulo.

La siguiente tabla muestra la situación actual en cuanto a reservas y producción del petróleo y del gas en el mundo en el año 2004:

Cuadro 162 Reservas de petróleo vs reservas de gas

Combustible Fósil	Reservas Probadas (10 ⁹ boe)	Áreas con mayores reservas	Ratio Reservas/Producción	Incremento en Reservas de 1994 a 2004	Incremento en Producción de 1994 a 2004
Petróleo	1.188,6	Oriente Medio: 61,7% Europa&Eurasia: 11,7%	43,2 años	17%	20%
Gas natural	1.129,24	Oriente Medio: 40,6% Europa&Eurasia: 35,7%	66,7 años	26%	28%

Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, BP

De la tabla anterior se deduce que el gas natural cuenta con un reparto más equilibrado que el petróleo en cuanto a reservas entre las dos principales áreas mundiales, así como un mayor número de años del ratio de reservas / producción. Ambos factores propician que el gas natural cobre cada vez mayor importancia en la dieta energética mundial.

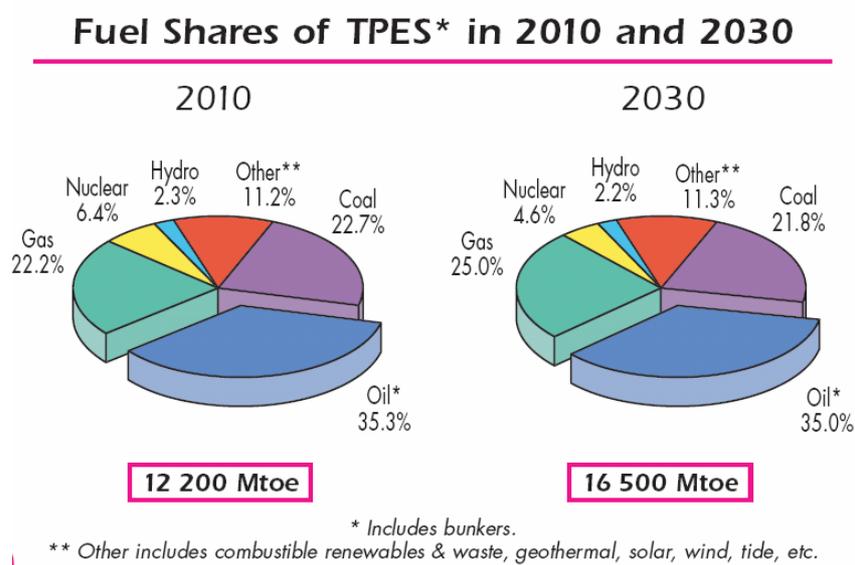
No obstante, hay que destacar también la importancia del carbón, cuyo ratio reservas / producción en 2004 es de 164 años, y cuyo reparto en áreas productoras dominantes está muy equilibrado (América del Norte, Europa & Eurasia, y Asia Oriental copan el 30% cada área)¹¹⁴. El desarrollo de tecnologías de generación eléctrica a partir del carbón que sean

¹¹⁴ Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, BP

respetuosas con el medioambiente jugará un papel clave en los próximos años en su carrera por desplazar al gas natural como el combustible fósil del siglo XXI, tal y como se comentó previamente.

El siguiente gráfico muestra el crecimiento del gas natural previsto en el primer tercio del siglo XXI respecto al resto de fuentes energéticas en el suministro mundial de energía primaria:

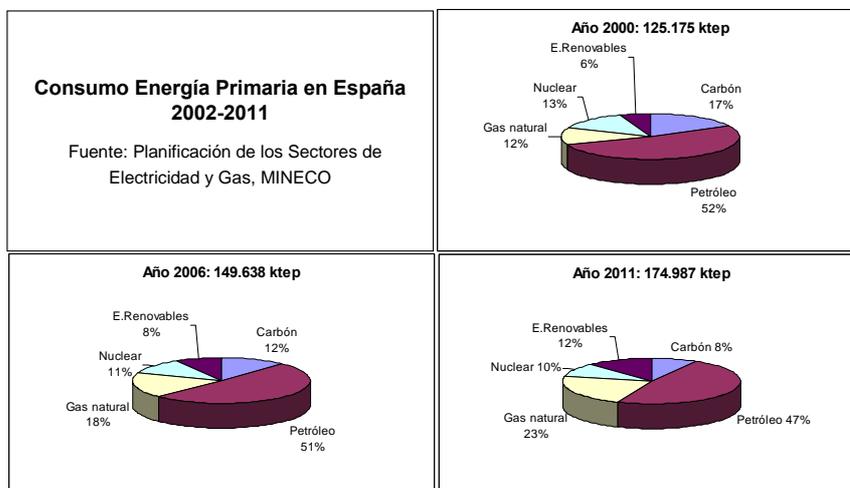
Cuadro 163 Predicciones del mix energético mundial



Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, IEA

En, particular para España, la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, prevé en dicho período un aumento progresivo del consumo de gas natural frente al resto de combustibles fósiles, cuyo consumo desciende paulatinamente.

Cuadro 164 Predicciones de consumo energético primario en España 2002-2011



Fuente: MINECO

En cuanto a los mayores productores mundiales de gas natural en 2004¹¹⁵, destacan Rusia y EEUU, ambos países con volúmenes de producción superiores a 500 bcm/año cada uno, Reino Unido (en torno a 100 bcm/año), Argelia e Irán (en torno a 80 bcm/año cada uno), y Noruega e Indonesia (en torno a 70 bcm/año cada uno).

Respecto a los mayores consumidores de gas natural en 2004¹¹⁶, dominan EEUU (casi 650 bcm/año) y Rusia (400 bcm/año), seguidos del Reino Unido (casi 100 bcm/año), Irán y Alemania (ambos en torno a 85 bcm/año), Italia, Japón y Ucrania (cada uno con más de 70 bcm/año), y Francia y Holanda (casi 45 bcm/año cada uno). El consumo de España superó ligeramente los 27 bcm/año.

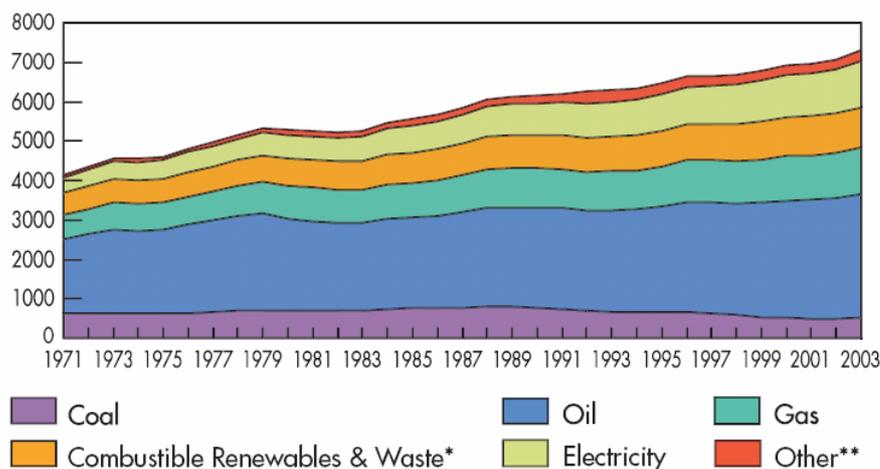
El siguiente gráfico muestra la evolución de los diferentes combustibles fósiles en el consumo de energía primaria durante los últimos treinta años:

¹¹⁵ Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, BP

¹¹⁶ Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, BP

Cuadro 165 Consumo mundial de energía primaria

Evolution from 1971 to 2003 of World Total Final Consumption by Fuel (Mtoe)



Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, IEA

Entre los combustibles fósiles más utilizados para generación eléctrica en el año 2003, destacan a nivel mundial el carbón y el gas natural, con 6.681 TWh y 3.225 TWh respectivamente, frente al petróleo (1.152 TWh) cuyo mayor uso radica como combustible para el transporte¹¹⁷.

El comercio del gas natural: Gas Natural vs. GNL

El Cuadro 166 muestra las importaciones (flujos contractuales) de gas por gasoducto (bcm) en el año 2004. Se han remarcado los países con mayor actividad de comercio en cada continente. También se destaca España, que aparece como decimoprimer importador mundial de gas por gasoducto:

¹¹⁷ Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, IEA

Cuadro 166 Importaciones por gasoducto (bcm) en 2004

Trade movements 2004 by pipeline

Billion cubic metres		From																	Total imports						
To	USA	Canada	Argentina	Bolivia	Austria	Belgium	Denmark	France	Germany	Italy	Netherlands	Norway	UK	Russian Fed.	Turkmenistan	Iran	Oman	Algeria		Egypt	Libya	Indonesia	Malaysia	Myanmar	
North America																									
USA	-	102,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102,05
Canada	8,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,69
Mexico	11,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,04
S. & Cent. America																									
Brazil	-	-	0,51	7,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,62
Chile	-	-	7,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,20
Others	-	-	0,12	0,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,92
Europe																									
Austria	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	-	-	0,80	-	-	6,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,80
Belgium	-	-	-	-	-	-	-	-	1,20	-	7,60	7,20	0,20	-	0,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,40
Bulgaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,90
Croatia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06	-	-	-	-	1,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,11
Czech Republic	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,62	-	7,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,80
Finland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,61
France	-	-	-	-	0,70	-	-	-	-	-	9,20	14,65	1,00	11,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37,05
Germany	-	-	-	-	-	2,64	-	-	-	21,90	26,40	3,08	37,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91,76
Greece	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,20
Hungary	-	-	-	-	0,40	-	0,40	0,83	-	-	-	-	-	-	9,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,95
Ireland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,70
Italy	-	-	-	-	0,30	-	-	-	-	-	9,00	7,00	-	21,00	-	-	-	23,60	-	0,50	-	-	-	-	61,40
Latvia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,40
Lithuania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,60
Luxembourg	-	-	-	-	-	0,60	-	-	0,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,30
Netherlands	-	-	-	-	-	-	0,26	4,50	-	-	-	4,31	1,82	2,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,56
Poland	-	-	-	-	0,20	-	-	0,50	-	-	-	0,50	-	7,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,10
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,25	-	-	-	-	-	-	2,25
Romania	-	-	-	-	-	-	-	-	1,30	-	-	-	-	-	4,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,90
Serbia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76
Slovakia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,30
Slovenia	-	-	-	-	0,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,56	-	-	-	0,44	-	-	-	-	-	1,10
Spain																									
Sweden	-	-	-	-	-	0,90	-	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,53	-	-	-	-	-	-	8,74
Switzerland	-	-	-	-	-	-	0,37	1,20	-	1,00	-	-	-	0,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,87
Turkey	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,91
United Kingdom	-	-	-	-	1,20	-	-	0,60	-	0,50	9,10	-	-	-	-	-	3,56	-	-	-	-	-	-	-	11,40
Others	-	-	-	-	-	-	-	0,20	-	-	-	0,07	-	1,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,57
Middle East																									
Iran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,20
Jordan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,10	-	-	-	-	-	1,10
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,20	-	-	-	-	-	-	-	1,20
Africa																									
Tunisia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,30	-	-	-	-	-	-	1,30
Asia Pacific																									
Singapore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,15	1,60	-	-	7,75
Thailand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,50	-	7,50
TOTAL EXPORTS	19,73	102,05	7,83	7,91	0,70	2,80	3,80	0,77	12,18	0,06	49,20	74,86	9,80	148,44	5,20	3,56	1,20	35,12	1,10	0,50	6,15	1,60	7,50	7,50	502,06

Notes: Flows are on a contractual basis and may not correspond to physical gas flows in all cases.
 Data excludes trade within the Former Soviet Union.

Source: Cedigaz (provisional).

Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, BP

Por su parte, el siguiente cuadro muestra las importaciones (flujos contractuales) de GNL (bcm de gas) en el año 2004. Se han remarcado los países con mayor actividad de comercio en cada continente, destacando España como primer importador de GNL en Europa:

Cuadro 167 Importaciones de GNL (bcm) en 2004

Trade movements 2004 – liquefied natural gas (LNG)

Billion cubic metres

To	From										Total imports		
	USA	Trinidad & Tobago	Oman	Qatar	UAE	Algeria	Libya	Nigeria	Australia	Brunei		Indonesia	Malaysia
North America													
USA	–	13,13	0,27	0,34	–	3,41	–	0,33	0,42	–	–	0,57	18,47
S. & Cent. America													
Dominican Republic	–	0,18	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,18
Puerto Rico	–	0,68	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,68
Europe													
Belgium	–	–	–	–	–	2,85	–	–	–	–	–	–	2,85
France	–	–	0,08	–	–	6,72	–	0,83	–	–	–	–	7,63
Greece	–	–	–	–	–	0,55	–	–	–	–	–	–	0,55
Italy	–	–	–	–	–	2,10	–	3,80	–	–	–	–	5,90
Portugal	–	–	–	–	–	–	–	1,31	–	–	–	–	1,31
Spain	–	–	1,20	3,91	0,20	6,58	0,63	4,81	–	–	–	0,18	17,51
Turkey	–	–	–	–	–	3,24	–	1,03	–	–	–	–	4,27
Asia Pacific													
India	–	–	–	2,63	–	–	–	–	–	–	–	–	2,63
Japan	1,68	–	1,48	9,22	7,10	–	–	0,16	11,20	8,29	21,19	16,63	76,95
South Korea	–	–	6,00	7,96	0,08	0,30	–	0,24	0,55	1,21	7,30	6,25	29,89
Taiwan	–	–	–	–	–	–	–	0,08	–	–	5,00	4,05	9,13
TOTAL EXPORTS	1,68	13,99	9,03	24,06	7,38	25,75	0,63	12,59	12,17	9,50	33,49	27,68	177,95

Note: Flows are on a contractual basis and may not correspond to physical gas flows in all cases.

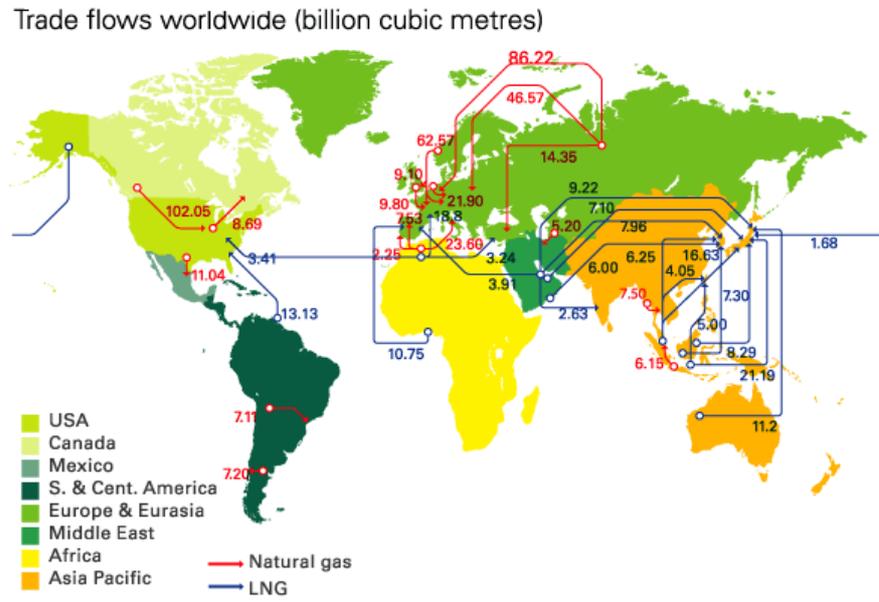
Source: Cedigaz (provisional).

Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, BP

De las cifras aportadas en las tablas anteriores, se deduce que el 26% del volumen de gas importado en el año 2004 corresponde a GNL, frente al 74% para el gas por gasoducto. Igualmente, se infiere que España ocupa el séptimo lugar mundial como importador de GAS NATURAL en el año 2004.

El siguiente cuadro muestra los principales flujos mundiales de gas por gasoducto y de GNL:

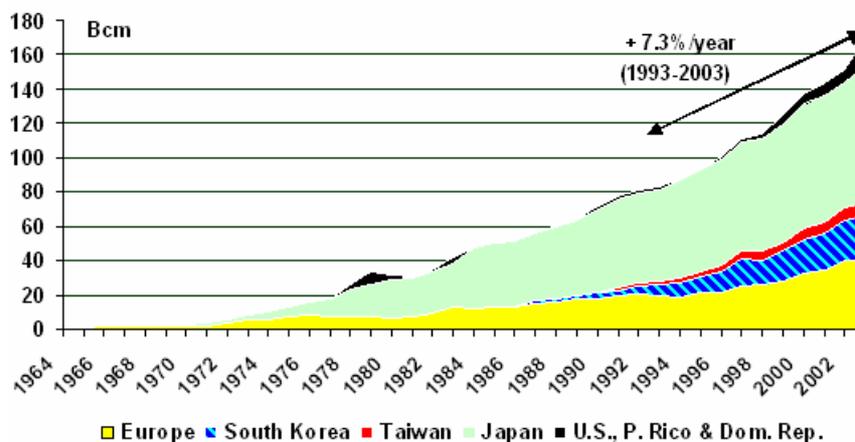
Cuadro 168 Flujos de gas por gasoducto y GNL (bcm)



Fuente: Estadísticas Energéticas Mundiales 2005, BP

La dinamización de la actividad de comercialización mundial de GNL se aprecia en el gran incremento experimentado en los últimos años, como muestra el siguiente gráfico:

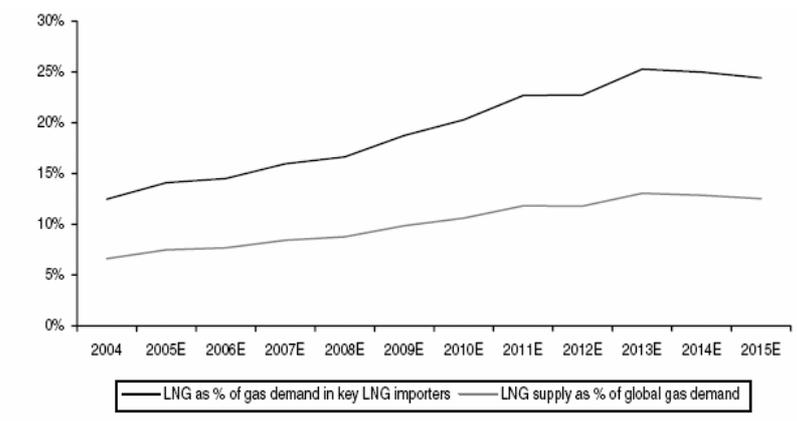
Cuadro 169 Crecimiento de la importación de GNL



Fuente: Cedigaz

La demanda de GNL casi se duplicará en los próximos 10 años, con espacio incluso para crecer posteriormente, tal como se muestra en la figura¹¹⁸.

Cuadro 170 Estimación de Crecimiento de la demanda de GNL



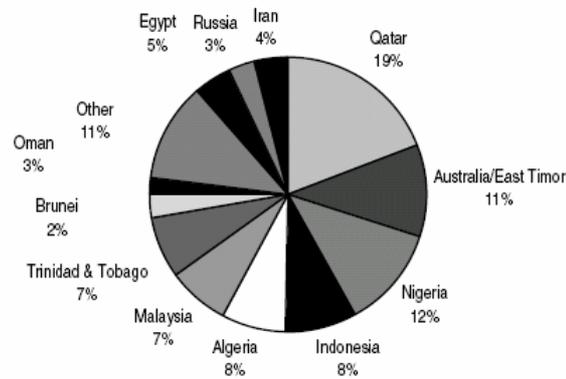
Source: BP Statistical Review, CSFB estimates

Fuente: CSFB Gas Insights 2005

El Cuadro 171 muestra las estimaciones de CSFB Gas Insights 2005 en el aprovisionamiento de GNL para el año 2010. Se aprecia la diversificación equilibrada de aprovisionamientos – aparecen nuevos actores, en comparación con los dominantes en 2004 en exportación de GNL, mostrados previamente en la tabla de *trading* para importaciones de GNL –, lo que redundaría en una mayor competitividad para este tipo de suministro frente a otras opciones energéticas más concentradas en el eslabón “upstream” de su cadena de negocio.

¹¹⁸ Previsión del banco de inversión Credit Suisse First Boston (CSFB) en su publicación Gas Insights de septiembre de 2005
20 de diciembre 2005

Cuadro 171 Principales proveedores de GNL para el año 2010

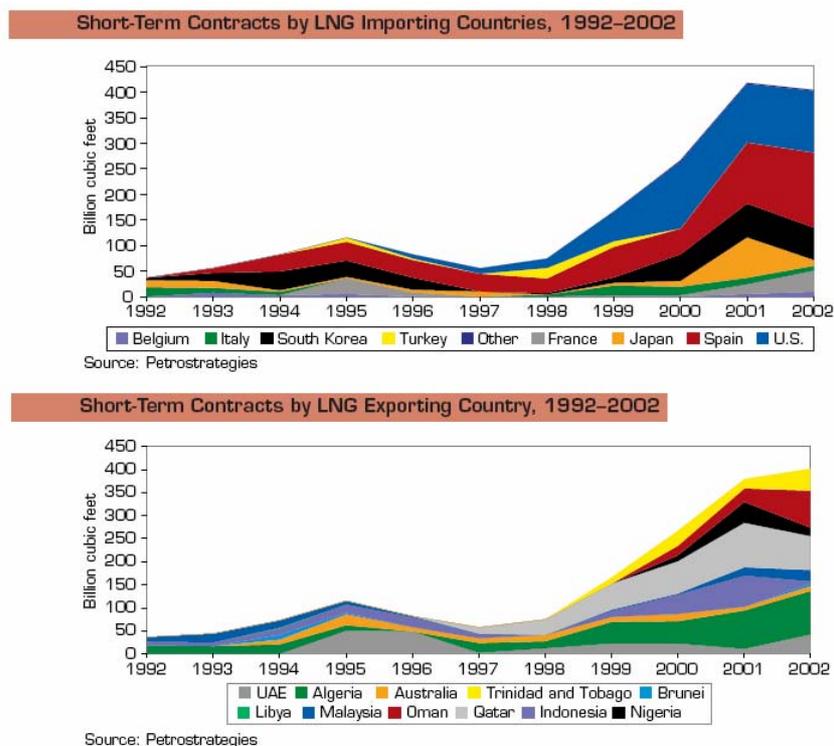


Source: CSFB estimates

Fuente: CSFB Gas Insights 2005

Finalmente, el Cuadro 172 es ilustrativo de la importancia que tienen las transacciones *spot* en el negocio del GNL, operaciones que resultan claves para cubrir los picos de demanda que no pueden ser abarcados por los contratos a largo y medio plazo. Destaca el crecimiento de esta actividad en España y EEUU, los dos motores de la importación de GNL en la cuenca atlántica.

Cuadro 172 Principales países con Contratos de Corto Plazo de GNL



Fuente: EIA/ The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook 2003

La formación de los precios en los mercados internacionales

En el ámbito internacional, los contratos de aprovisionamiento de gas entre los productores y las empresas con actividades de abastecimiento que suministran a los mercados nacionales se realizan en condiciones tales que los precios pactados entre las partes han de hacer viable económicamente el proyecto en el largo plazo.

Históricamente, los contratos de aprovisionamiento de gas han estado basados en la conjugación de intereses entre las empresas dedicadas al suministro de gas a los consumidores y las empresas o entidades con intereses en el desarrollo de campos de gas. Por ello, los contratos de aprovisionamiento de gas natural se han caracterizado por la singularidad de cada uno de ellos, y esto debido a que cada proyecto implica unas inversiones específicas para el desarrollo del mismo. Inversiones para el desarrollo de los pozos, para el tratamiento del gas extraído, para su transporte, licuefacción, buques metaneros, etc. Asimismo, pueden ser necesarias inversiones en el lado de la demanda,

que impliquen la construcción de plantas de regasificación, gasoductos de transporte y distribución, e instalaciones de almacenamiento, tanto subterráneo como de GNL.

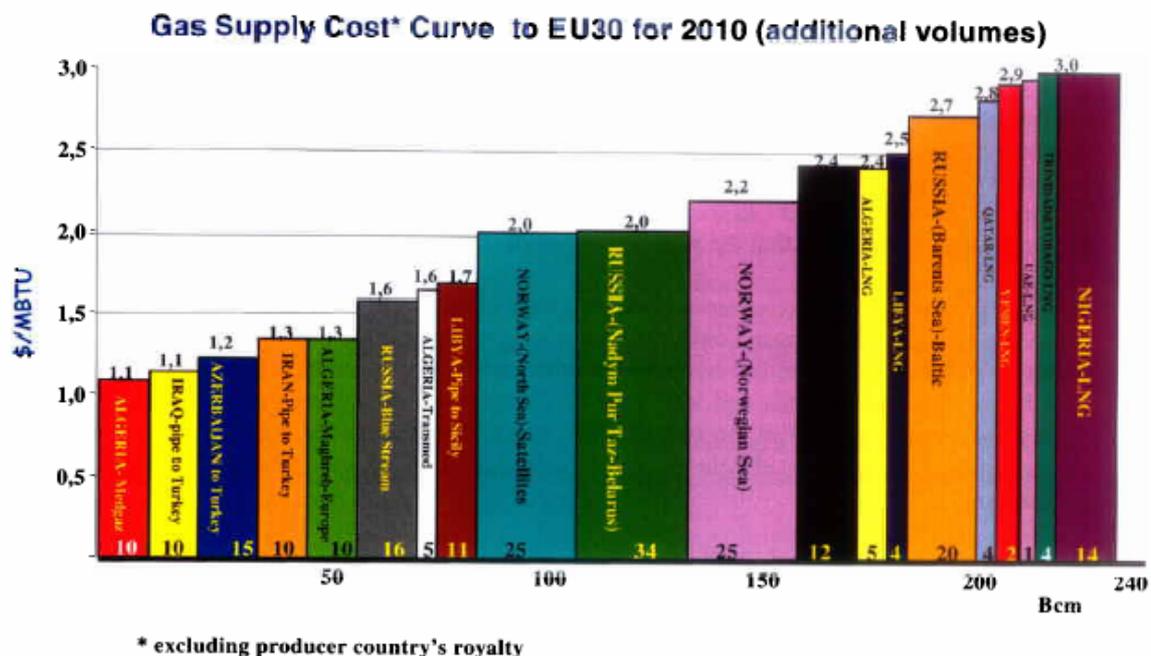
Por otro lado, la viabilidad del consumo del gas procedente de un proyecto concreto solo será posible si el precio final del gas natural para el consumidor es suficientemente competitivo en el largo plazo frente a otros combustibles, o frente a otros contratos de gas (competencia “*gas to gas*”) de otros competidores.

El volumen de las inversiones necesarias a realizar para cada proyecto de desarrollo de un campo de gas natural depende de muchos factores, entre ellos, los más importantes serían la distancia geográfica entre los campos de gas y los mercados de consumo, país de origen – país destino, los obstáculos geográficos entre ambos, si es posible la conexión directa mediante gasoducto o si es necesaria la licuefacción del gas para su transporte, etc.

Todos estos condicionantes determinan la naturaleza de los contratos de aprovisionamiento entre los productores y empresas aprovisionadoras, y su singularidad e individualidad y precios del gas, de manera que la mayor parte de ellos son contratos a largo o muy largo plazo, 20 años o más, para asegurarle al productor la viabilidad de sus inversiones y al aprovisionador la competitividad del gas en los puntos de consumo. Asimismo, incluyen cláusulas “*take or pay*”, de actualización y revisión de precios y de cantidades, de confidencialidad, de destino, etc.

Por tanto, los precios de los diferentes contratos de aprovisionamiento de cada empresa abastecedora son necesariamente diferentes en función de las circunstancias descritas. Como ejemplo de lo indicado sobre la diversidad para los precios del gas natural, en la siguiente figura se refleja la previsión de precios del gas natural para el año 2010, extraída del estudio de OME (Observatoire Méditerranéen de l’Energie) relativo a las posibles fuentes futuras de suministro de gas a Europa.

Cuadro 173 Previsión de precios del gas natural para el año 2010



Source: OME

Fuente: Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME)

La forma descrita de desarrollo y crecimiento de los aprovisionamientos de gas da lugar a la formación de precios fraccionados para el gas y adaptados a las circunstancias de los mercados regionales o nacionales, sin que hasta hoy haya, como en el mercado del petróleo, unos precios de referencia para el gas a nivel mundial.

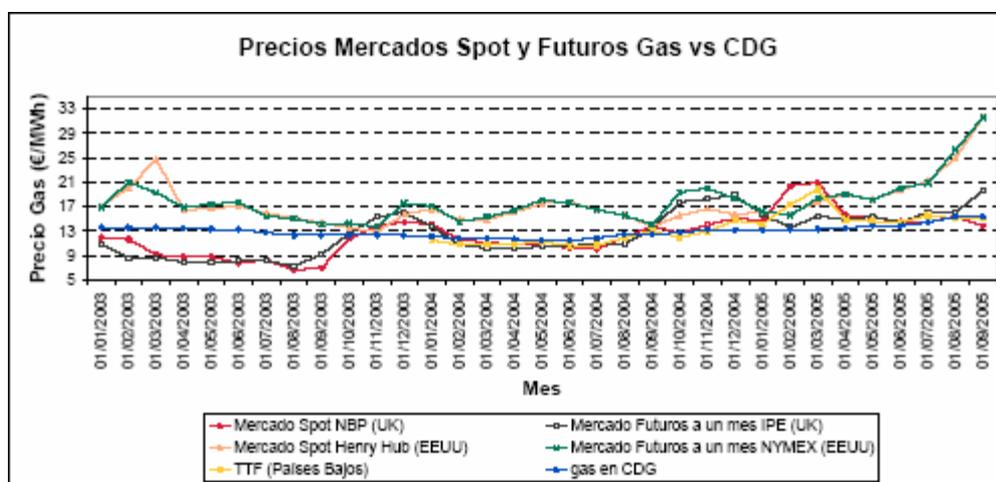
Hasta la fecha, los precios del gas históricamente han ido convergiendo y conformándose alrededor de tres grandes mercados regionales principales: Norte América, Europa Occidental y Sureste Asiático (Japón, Corea del Sur y Taiwán). Dentro de los mismos, se configuran precios de carácter más local, para los países, o zonas, que componen el mercado regional, precios que están condicionados por la disponibilidad de gas producido localmente, por la capacidad de intercambio local, por la existencia de Hubs de intercambio, o por la necesidad de importar el gas demandado.

Las fórmulas de precios de los contratos de aprovisionamiento de gas habitualmente están indexadas con los precios del petróleo y sus derivados en los mercados internacionales, pudiendo incluir límites superiores o inferiores, para salvaguardar a

productores y abastecedoras de situaciones extremas. Por tanto, el precio del gas incluye entre los elementos que determinan su valor en cada momento, los precios de las energías más directamente sustitutivas al gas natural. En el caso del precio del gas para su uso en ciclos combinados, los precios del gas pueden llegar a estar indexados con los precios de la electricidad en los mercados mayoristas donde los ciclos han de competir. En resumen, los precios del gas tienden a organizarse regional o zonalmente, y siempre manteniendo la competitividad con las energías a las que desplaza, o con los precios del gas natural de otros orígenes o contratos.

Solo muy recientemente, y debido al progresivo grado de desarrollo que está adquiriendo el comercio internacional del GNL y la acreditada flexibilidad para el intercambio de este producto entre las plantas de regasificación de los distintos países, está apareciendo una creciente interrelación y convergencia entre los precios del gas en el mercado spot de GNL entre los diferentes mercados regionales, siendo particularmente significativo en la cuenca atlántica. Ello es, con motivo de las posibilidades de arbitraje en precios que existen entre los operadores de GNL que actúan a ambos lados de la cuenca atlántica y de las necesidades de ajustar los posibles desbalances estacionales entre la oferta y la demanda de los distintos países. La figura adjunta ilustra la evolución de los precios del gas natural en diversos mercados spot de la cuenca atlántica:

Cuadro 174 Evolución de los precios del gas natural en diversos mercados spot de la cuenca atlántica



Fuente: CNE

ANEXO E: ANÁLISIS DE LA COMERCIALIZACIÓN EN LAS DISTINTAS COMUNIDADES AUTONOMAS

A continuación se realiza un breve análisis de la participación de los principales grupos empresariales que ejercen su actividad en las diferentes Comunidades Autónomas, realizando un estudio de las cuotas de mercado sobre ventas en el mercado liberalizado de cada uno de ellos en los sectores industrial, eléctrico y doméstico-comercial. No se ha considerado necesario realizar este mismo estudio sobre el número de consumidores totales de cada comercializador, debido a que los porcentajes serían muy similares a los registrados con las cuotas de ventas del segmento doméstico, dado el reducido número de clientes industriales y de generación en relación con los doméstico-comerciales.

Andalucía

En la Comunidad de Andalucía, el Grupo GAS NATURAL tuvo, en 2004, una cuota del 48,2% del mercado liberalizado. Una peculiaridad de esta región es la elevada participación del segmento de generación eléctrica en el mercado liberalizado de Andalucía, que supuso aproximadamente la mitad de dicho mercado en 2004. Las centrales de ciclo combinado que consumieron gas en 2004 han sido los dos grupos de 400 MW de San Roque, propiedad de ENDESA y GAS NATURAL respectivamente, suministrados ambos por la comercializadora del Grupo GAS NATURAL (57,7% del suministro eléctrico), los dos grupos de Nueva Generadora del Sur situados en San Roque y el primer grupo de Unión Fenosa de Palos de la Frontera, suministrados por una comercializadora del Grupo Unión Fenosa (35,5%), y los dos grupos de IBERDROLA en Arcos de la Frontera, suministrados por una comercializadora del mismo grupo empresarial (6,9%). En cuanto al segmento industrial, aparte de GAS NATURAL (39,5%), cuentan también con una participación significativa Cepsa (24,3%), BP (14,8%) y el Grupo ENDESA (9,6%). Por lo que se refiere al grupo 3, cabe destacar la captación, prácticamente total, del segmento doméstico-comercial por parte de los grupos GAS NATURAL y ENDESA, que de forma conjunta suministraron el 98,8% del mismo. Considerando conjuntamente las cuotas de comercialización total del Grupo ENDESA y el grupo GAS NATURAL estas supusieron el 53,5% del total.

Cuadro 175 Mercado de comercialización de gas de Andalucía en el año 2004

Grupos empresariales Andalucía	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial (sin cons. Eléctrico)	% / ventas grupos 1 y 2 S. Eléctrico	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	48,2%	39,5%	57,7%	86,8%
Grupo Unión FENOSA	17,9%	3,0%	35,5%	0,0%
Grupo Cepsa	13,0%	24,3%	0,0%	0,0%
Grupo BP	7,9%	14,8%	0,0%	0,0%
Grupo ENDESA	5,2%	9,6%	0,0%	12,0%
Grupo IBERDROLA	4,6%	2,7%	6,9%	1,2%
Resto	3,2%	6,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNE

Aragón

En la Comunidad de Aragón, GAS NATURAL y ENDESA son los dos grupos empresariales con las mayores cuotas sobre las ventas de gas en el mercado liberalizado en 2004. Conjuntamente, su participación representó el 70,3% de dicho mercado. La proporción de ventas de gas facturadas por estas compañías en los grupos 1 y 2, destinadas a los grandes consumidores industriales, teniendo en cuenta la inexistencia de consumos para la generación eléctrica en esta Comunidad, mantuvo una proporción similar a la de las ventas totales. No obstante, las ventas en el sector doméstico comercial, que en consumo supusieron menos del 1% del mercado liberalizado, se repartieron casi totalmente y de forma bastante equilibrada entre los grupos ENDESA e IBERDROLA. Otras compañías como BP y SHELL, registraron una cuota significativa en el mercado liberalizado de Aragón, pero participando únicamente en el sector de grandes consumidores industriales

Cuadro 176 Mercado de comercialización de gas de Aragón en el año 2004

Grupos empresariales Aragón	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	51,4%	51,7%	6,7%
Grupo ENDESA	18,9%	18,7%	48,3%
Grupo BP	12,2%	12,3%	0,0%
Grupo SHELL	7,7%	7,7%	0,0%
Grupo IBERDROLA	7,1%	6,9%	41,6%
Resto	2,7%	2,7%	3,3%

Fuente: CNE

Asturias

La cuota de participación conjunta, de GAS NATURAL y ENDESA, sobre las ventas en el mercado liberalizado de la Comunidad de Asturias en 2004 alcanzó un valor del 39,5%, mientras que la compañía con mayores ventas en esta Comunidad, BP, supuso el 31,2% de los suministros liberalizados, todos ellos dirigidos al sector industrial. En cuanto al sector doméstico-comercial destaca la participación mayoritaria del grupo Naturcorp, que suministró al 89,4% del mismo, contabilizando los grupos ENDESA y GAS NATURAL el 9,3%. Esta Comunidad, junto con el País Vasco, son las dos únicas en las que la cuota de ventas totales de gas en el mercado liberalizado del Grupo GAS NATURAL no es la mayor. Esto se debe a que la distribución de gas en estas dos regiones es del grupo Naturcorp mayoritariamente, aunque, sobre todo en Asturias, el grupo GAS NATURAL tiene también distribución industrial (16 bar).

Cuadro 177 Mercado regional de comercialización de gas de Asturias en el año 2004

Grupos empresariales Asturias	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo BP	31,2%	32,1%	0,0%
Grupo GAS NATURAL	23,6%	24,1%	7,3%
Grupo Naturcorp	16,1%	14,0%	89,4%
Grupo ENDESA	15,9%	16,3%	2,0%
Grupo Unión Fenosa	11,2%	11,5%	0,0%
Resto	1,9%	1,9%	1,3%

Fuente: CNE

Cantabria

GAS NATURAL es el grupo empresarial con una mayor cuota de participación en el mercado liberalizado de Cantabria, ostentando una cuota del 70,8% del mismo. El Grupo ENDESA no participó durante 2004 en dicho mercado. Cabe destacar la captación del mercado liberalizado doméstico-comercial de esta Comunidad de forma casi exclusiva por el Grupo GAS NATURAL.

Cuadro 178 Mercado de comercialización de gas de Cantabria en el año 2004

Grupos empresariales Cantabria	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	70,8%	70,0%	98,9%
Grupo Gaz de France	13,7%	14,0%	0,0%
Grupo BP	5,9%	6,0%	0,0%
Unión Fenosa	4,4%	4,5%	0,2%
Resto	5,2%	5,4%	0,9%

Fuente: CNE

Castilla la Mancha

En la Comunidad de Castilla la Mancha, el Grupo GAS NATURAL suministró el 69,0% de la demanda en el mercado liberalizado, situándose dicho grupo, prácticamente en solitario, como el líder del suministro liberalizado del sector doméstico-comercial, con el 98,1% del mismo. El Grupo ENDESA también participó en el mercado liberalizado castellano manchego, tanto en el sector industrial como en el doméstico-comercial, pero con una cuota muy reducida, inferior al 1%. En el sector industrial participaron, con una cuota significativa, además del grupo GAS NATURAL (67,9%), IBERDROLA, Cepsa y BP. En esta Comunidad no hubo suministros a plantas de generación eléctrica.

Cuadro 179 Mercado de comercialización de gas de Castilla-la-Mancha en el año 2004

Grupos empresariales Castilla la Mancha	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	69,0%	67,9%	98,1%
Grupo IBERDROLA	9,4%	9,7%	1,4%
Grupo Cepsa	8,1%	8,4%	0,0%
Grupo BP	5,7%	5,9%	0,0%
Resto	7,8%	8,1%	0,5%

Fuente: CNE

Castilla León

El Grupo GAS NATURAL se situó, en 2004, como el principal suministrador del mercado liberalizado en Castilla y León, con el 54,4% de las ventas. Los grupos IBERDROLA y Cepsa fueron el segundo y tercer suministrador, con el 22,3% y el 10,2% de las ventas respectivamente. Cabe destacar que los suministros al sector doméstico-comercial, que supusieron cerca del 10% de las ventas en el mercado liberalizado, fueron realizados de forma mayoritaria por el Grupo GAS NATURAL, 93,8%, habiendo suministrado IBERDROLA el 5,9% de este sector. No se registró consumo de gas alguno para generación eléctrica a través del mercado liberalizado en esta Comunidad.

Cuadro 180 Mercado de comercialización de gas de Castilla León en el año 2004

Grupos empresariales Castilla León	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	54,4%	50,1%	93,8%
Grupo IBERDROLA	22,3%	24,1%	5,9%
Grupo Cepsa	10,2%	11,3%	0,0%
Grupo SHELL	4,6%	5,1%	0,0%
Grupo BP	4,2%	4,7%	0,0%
Resto	4,2%	4,7%	0,3%

Fuente: CNE

Cataluña

En la Comunidad catalana, la participación de GAS NATURAL representó sobre las ventas totales un 72,9% y conjuntamente con ENDESA supuso el 79,7% de las ventas en el mercado liberalizado. Algo más de la cuarta parte del mercado liberalizado de esta Comunidad durante 2004, el 26,4%, fue destinado al suministro de las nuevas plantas de generación eléctrica de ciclo combinado. Concretamente, el grupo de Besós de GAS NATURAL y los grupos de Besós y Tarragona de ENDESA, fueron suministrados por una comercializadora del Grupo GAS NATURAL, que contabilizó el 85,1% de las ventas en este sector, mientras que el grupo propiedad de Tarragona Power fue suministrado por la comercializadora del Grupo IBERDROLA. En el segmento industrial, GAS NATURAL

mantuvo una cuota del 70%, seguida de lejos por el grupo ENDESA. Esta cuota se elevó hasta un valor del 88,1% considerando únicamente el gas suministrado al sector doméstico-comercial, seguido también de ENDESA con un 10,2% ostentando en consecuencia, entre ambos grupos, prácticamente la totalidad del mismo. Es significativo que estos grupos dominan la distribución gasista y eléctrica en esta Comunidad.

Cuadro 181 Mercado de comercialización de gas de Cataluña en el año 2004

Grupos empresariales Cataluña	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial (sin cons. eléctrico)	% / ventas grupos 1 y 2 S. Eléctrico	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	72,9%	66,9%	85,1%	88,1%
Grupo IBERDROLA	8,4%	6,5%	14,9%	1,3%
Grupo ENDESA	6,8%	9,1%	0,0%	10,2%
Grupo BP	4,3%	6,4%	0,0%	0,0%
Resto	7,5%	11,1%	0,0%	0,4%

Fuente: CNE

Comunidad Valenciana

En la Comunidad Valenciana el Grupo GAS NATURAL representó el 39,4% de las ventas en el mercado liberalizado en 2004. Esta baja cuota, en relación con el resto de España, se debe al peso que tiene el segmento de generación eléctrica, en manos de IBERDROLA (la central de ciclo combinado de Castellón de IBERDROLA, de 800 MW supuso el 20,9% del mercado liberalizado de la Comunidad). El Grupo IBERDROLA, con una cuota del 31,6% del mercado, aunque centró su participación en los sectores industrial y eléctrico, contó con una pequeña cuota de participación también en el doméstico-comercial, 3,6%. El Grupo GAS NATURAL fue responsable de la mitad de las ventas (49,0%) en el segmento industrial, BP es la tercera compañía por cuota de mercado, de esta Comunidad, con un valor cercano al 20% del suministro total de la misma, concentrando su participación en el sector industrial, en una cuota del 25,3%. La participación en el sector doméstico-comercial estuvo prácticamente monopolizada por el grupo GAS NATURAL (94,4%). La participación del Grupo ENDESA, aunque minoritaria sobre ventas totales, se elevó al 3,4% de las ventas, por lo que en total la participación de los grupos implicados en la Operación sería de un 42,8%.

Cuadro 182 Mercado de comercialización de gas de la Comunidad Valenciana en el año 2004

Grupos empresariales Comunidad Valenciana	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial (sin cons. eléctrico)	% / ventas grupos 1 y 2 S. Eléctrico	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	39,4%	49,0%	0,0%	94,4%
Grupo IBERDROLA	31,6%	13,7%	100,0%	3,6%
Grupo BP	19,6%	25,3%	0,0%	0,0%
Resto	9,4%	12,0%	0,0%	2,0%

Fuente: CNE

Extremadura

El mercado liberalizado de la comunidad de Extremadura se concentra en los grupos GAS NATURAL y ENDESA, que de forma conjunta suministraron prácticamente la totalidad del mismo en 2004, el 99,7%. Siendo ambas compañías las dos únicas suministradoras del sector de grandes clientes industriales, el sector doméstico comercial, que representó menos del 1% del mercado liberalizado extremeño, se repartió entre el Grupo IBERDROLA y GAS NATURAL, casi a partes iguales.

Cuadro 183 Mercado de comercialización de gas de Extremadura en el año 2004

Grupos empresariales Extremadura	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	91,4%	91,7%	46,8%
Grupo ENDESA	8,3%	8,3%	0,0%
Grupo IBERDROLA	0,3%	0,0%	53,2%

Fuente: CNE

Galicia

La cuota de participación de GAS NATURAL sobre las ventas en el mercado liberalizado de la Comunidad de Galicia en 2004 alcanzó un valor del 54,5%, y junto con ENDESA, el tercero por cuota de ventas, un 61,0%. El segundo grupo empresarial, en volumen de suministro, del mercado gallego fue el Grupo Unión Fenosa, con el 27,8% del mismo. No obstante, la actividad del Grupo Unión Fenosa y otros agentes diferentes a GAS

NATURAL y ENDESA, se centró en el sector industrial, ya que, por lo que se refiere al doméstico-comercial, GAS NATURAL atendió un 87,8% y, conjuntamente, GAS NATURAL y ENDESA suministraron un 97,9% del mismo. No se registró suministro de gas natural para generación eléctrica a través del mercado liberalizado en esta Comunidad.

Cuadro 184 Mercado de comercialización de gas de Galicia en el año 2004

Grupos empresariales Galicia	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	54,5%	53,0%	87,8%
Grupo Unión Fenosa	27,8%	29,1%	1,3%
Grupo ENDESA	6,5%	6,3%	10,1%
Grupo SHELL	4,3%	4,5%	0,2%
Resto	6,9%	7,2%	0,6%

Fuente: CNE

La Rioja

El suministro del mercado liberalizado de La Rioja fue realizado mayoritariamente por el Grupo GAS NATURAL, Grupo que alcanzó una cuota del 90,4% del volumen total de gas comercializado. El Grupo IBERDROLA también actuó en dicho mercado, siendo el agente con la segunda mayor cuota de participación, de valor 5,7%. Segmentando los suministros por sectores de consumo, se observa que el Grupo GAS NATURAL fue responsable de la práctica totalidad del suministro del sector doméstico-comercial, con el 96,1% de las ventas del mismo. Este sector supuso cerca del 10% de los suministros liberalizados en La Rioja en 2004. En el caso del sector industrial, la cuota de GAS NATURAL fue del 83,5%, siendo una comercializadora del Grupo la suministradora del gas consumido en los dos grupos de 400 MW de la central de ciclo combinado de Arrúbal, propiedad también de GAS NATURAL y que entraron en funcionamiento a finales de 2004. El gas destinado a la generación eléctrica representó el 35% de las ventas en el mercado liberalizado de esta Comunidad. Las ventas de gas del Grupo ENDESA fueron inferiores al 1%. En esta Comunidad parece también cumplirse que las empresas que pertenecen a grupos con activos de distribución, sobre todo de gas, pero también eléctrica, tienen una posición preponderante en la comercialización.

Cuadro 185 Mercado de comercialización de gas de la Rioja en el año 2004

Grupos empresariales La Rioja	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial (sin cons. eléctrico)	% / ventas grupos 1 y 2 S. Eléctrico	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	90,4%	83,5%	100,0%	96,1%
Grupo IBERDROLA	5,7%	9,7%	0,0%	3,3%
Resto	3,8%	6,8%	0,0%	0,6%

Fuente: CNE

Madrid

La mayor cuota de participación sobre el volumen total de gas natural comercializado en el mercado liberalizado madrileño es la ostentada por el Grupo GAS NATURAL, que suministró el 62,8% del mismo. Dicho grupo, que abastece de gas a algo más de la mitad del sector de grandes clientes industriales, fue el responsable también del suministro del 85,5% del consumo doméstico-comercial de la Comunidad, sector que representó la tercera parte de las ventas de gas en el mercado liberalizado. Otras compañías con cuotas de participación significativas en este mercado fueron BP, con el 15,8% y que únicamente contó con clientes en el sector industrial, el Grupo Unión Fenosa, con el 12,7% y el Grupo IBERDROLA, con el 4,5%, participando los dos últimos tanto en el sector industrial como en el doméstico. El volumen de gas vendido por el Grupo ENDESA en esta Comunidad alcanzó un valor del 1,7%. No se registró suministro de gas natural para generación eléctrica a través del mercado liberalizado en esta Comunidad.

Cuadro 186 Mercado de comercialización de gas de Madrid en el año 2004

Grupos empresariales Madrid	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	62,8%	51,8%	85,5%
Grupo BP	15,8%	23,5%	0,0%
Grupo Unión Fenosa	12,7%	15,0%	7,9%
Grupo IBERDROLA	4,5%	4,8%	4,1%
Resto	4,2%	5,0%	2,5%

Fuente: CNE

Murcia

GAS NATURAL e IBERDROLA fueron los dos grupos empresariales con el mayor volumen de gas comercializado en el mercado liberalizado de la Comunidad de Murcia, mercado de carácter eminentemente industrial en el que los suministros al sector doméstico-comercial representaron únicamente el 1,5% del gas total. En el sector de grandes consumidores industriales, el primero de los grupos, GAS NATURAL, fue responsable del 70,1% del suministro, mientras que el Grupo IBERDROLA totalizó una participación del 20,3%. La cuota del Grupo GAS NATURAL en el sector doméstico-comercial fue aún mayor en términos relativos, alcanzando un valor del 89,7%. El volumen de gas vendido por el Grupo ENDESA en Murcia alcanzó un valor del 1,3%. No se registró suministro de gas natural para generación eléctrica a través del mercado liberalizado en 2004. En esta Comunidad es más patente todavía la relación entre la cuota de un comercializador en el mercado liberalizado y la actividad de distribución de su grupo empresarial, ya que incluso parece haber una relación directa en el segmento industrial, dominado por la empresa perteneciente al grupo que tiene distribución gasista, seguido de la empresa integrada en un grupo con distribución eléctrica en esta Comunidad.

Cuadro 187 Mercado de comercialización de gas de Murcia en el año 2004

Grupos empresariales Murcia	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2	% / ventas grupo 3
		S. Industrial	S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	70,4%	70,1%	89,7%
Grupo IBERDROLA	20,2%	20,3%	9,6%
Resto	9,4%	9,6%	0,7%

Fuente: CNE

Navarra

Más del 60% del suministro de gas a través del mercado liberalizado de la Comunidad de Navarra tuvo como destino, en 2004, el mercado de generación eléctrica. Concretamente, la central de ciclo combinado de 400 MW, situada en Castejón, propiedad de IBERDROLA y suministrada por la comercializadora del mismo grupo empresarial (51,9% del suministro eléctrico), y la central de ciclo combinado de 400 MW ubicada en la misma localidad, propiedad de Hidrocantábrico y suministrada por una comercializadora del Grupo GAS NATURAL. Teniendo en cuenta además de éste, el suministro al sector de grandes

clientes industriales, el Grupo GAS NATURAL fue responsable del 53,8% de los suministros, mientras que el Grupo IBERDROLA lo fue del 27,9%. En cuanto al sector doméstico-comercial, el Grupo GAS NATURAL ostentó el 90,8% del mismo. El volumen de gas vendido por el Grupo ENDESA en esta Comunidad, alcanzó un valor del 1,3%. Vuelve a repetirse el caso de Murcia en cuanto a las características de las empresas con mayor cuota de mercado.

Cuadro 188 Mercado de comercialización de gas de Navarra en el año 2004

Grupos empresariales Navarra	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial (sin cons. Eléctrico)	% / ventas grupos 1 y 2 S. Eléctrico	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo GAS NATURAL	51,8%	53,8%	48,1%	90,8%
Grupo IBERDROLA	41,8%	27,9%	51,9%	9,0%
Resto	6,4%	18,3%	0,0%	0,2%

Fuente: CNE

País Vasco

Los dos grupos empresariales con una mayor participación en el mercado liberalizado del País Vasco fueron la compañía BBE y Naturcorp, con cuotas en torno al 30% de dicho mercado. En el caso de BBE, sus ventas se limitaron al grupo 2, y tuvieron como destino esencialmente la central de ciclo combinado de 800 MW propiedad de esta compañía ubicada en el puerto de Bilbao. El otro consumidor eléctrico en esta Comunidad fue suministrado por la comercializadora del Grupo IBERDROLA, grupo propietario de la central de ciclo combinado de 400 MW instalada en Santurce, que entró en funcionamiento a finales de 2004 aportando, en consecuencia, únicamente el 5,9% del gas destinado a la generación eléctrica. El grupo Naturcorp además de suministrar el 42,5% del sector liberalizado de grandes consumidores industriales, es el responsable del suministro de más de la mitad del sector doméstico-comercial liberalizado, sector que representó menos del 1% de las ventas en el mercado libre. Esta Comunidad, junto con la de Asturias, zonas de distribución de Naturcorp, son las dos únicas en las que la cuota de ventas totales de gas en el mercado liberalizado del Grupo GAS NATURAL no es la mayor. Concretamente, el Grupo GAS NATURAL suministró el 17,1% del mercado liberalizado del País Vasco y, en el caso del Grupo ENDESA, su cuota fue inferior al 1%.

Cuadro 189 Mercado de comercialización de gas del País Vasco en el año 2004

Grupos empresariales País Vasco	% / ventas	% / ventas grupos 1 y 2 S. Industrial (sin cons. eléctrico)	% / ventas grupos 1 y 2 S. Eléctrico	% / ventas grupo 3 S. Doméstico Comercial
Grupo BBE	31,9%	5,5%	94,1%	0,0%
Grupo Naturcorp	29,9%	42,5%	0,0%	52,1%
Grupo GAS NATURAL	17,1%	24,6%	0,0%	6,7%
Grupo IBERDROLA	9,6%	11,0%	5,9%	34,6%
Resto	11,5%	16,5%	0,0%	6,6%

Fuente: CNE