

TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

INFORME

EXPEDIENTE DE CONCENTRACIÓN ECONÓMICA C94/05 GAS NATURAL / ENDESA

EMPRESA NOTIFICANTE: GAS NATURAL SDG, S.A.

OBJETO: ADQUISICIÓN POR GAS NATURAL SDG, S.A. DEL CONTROL SOBRE ENDESA S.A., MEDIANTE LA FORMULACIÓN DE UNA OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES

1. ANTECEDENTES	5
1.1. Remisión al Tribunal	5
1.2. Recepción del expediente y actuaciones del Tribunal	6
1.3. Personación y confidencialidad	9
2. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN	11
3. APLICACIÓN DE LA LEY DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA	12
4. PARTES INTERVINIENTES EN LA OPERACIÓN	12
4.1. GAS NATURAL SDG, S.A.	12
4.2. ENDESA, S.A.	14
5. INFORMACION DE TERCEROS Y ALEGACIONES	16
5.1. Información de terceras partes	16
5.1.1. Información de la Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE)	16
5.1.2. Información de la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE)	17
5.1.3. Información de la Asociación Española de Fabricantes de Baldosas Cerámicas (ASCER).....	17
5.1.4. Información de BP OIL ESPAÑA (BP)	18
5.1.5. Información de CEMEX ESPAÑA, S.A.	19
5.1.6. Información de CEPESA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. (CGC).....	19
5.1.7. Información de la Consejería de Comercio, Industria y Nuevas Tecnologías del Gobierno de Canarias	22
5.1.8. Información de la Consejería de Economía e Innovación Tecnológica de la Comunidad de Madrid	22
5.1.9. Información de la Consejería de Innovación e Industria de la Junta de Galicia	23
5.1.10. Información de la Consejería de Industria y Medio Ambiente de la Comunidad de Murcia	23
5.1.11. Información de la Consejería de Industria y Medio Ambiente de la Comunidad de Cataluña.....	24
5.1.12. Información de la Consejería de Infraestructuras y Transportes de la Generalitat Valenciana	25
5.1.13. Información del Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón	25
5.1.14. Información de la Consejería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León.....	26
5.1.15. Información de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).....	27

5.1.16.	Información de la Dirección General de Política Económica del Ministerio de Economía y Hacienda	27
5.1.17.	Información de ELCOGAS.....	27
5.1.18.	Información de SOCIEDADES DEL GRUPO ENDESA.....	27
5.1.19.	Información de FERTIBERIA.....	28
5.1.20.	Información de Hidroeléctrica del Cantábrico (HC)	28
5.1.21.	Información de NATURGAS ENERGÍA GRUPO, S.A.	30
5.1.22.	Información de Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español, S.A. (OMEL)	30
5.1.23.	Información de REGASIFICADORA DEL NORTE, S.A. (REGANOSA).	31
5.1.24.	Información de REPSOL YPF	31
5.1.25.	Información de SHELL GAS ESPAÑA, S.A.....	31
5.1.26.	Información de SIDENOR INDUSTRIAL, S.L.....	32
5.1.27.	Información de SOLVAY IBÉRICA, S.L.....	32
5.1.28.	Información de TORRASPAPEL, S.A.....	32
5.1.29.	Información de UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	33
5.1.30.	Información de la UNIÓN DE EMPRESAS SIDERÚRGICAS (UNESID)	34
5.2.	Alegaciones de interesados	34
5.2.1.	Alegaciones de ENDESA S.A.	34
5.2.2.	Alegaciones de IBERDROLA S.A.	44
5.2.3.	Alegaciones de UNIÓN FENOSA S.A.....	50
5.2.4.	Alegaciones de ENERGIAS DE PORTUGAL S.A.....	52
5.2.5.	Alegaciones del GRUPO ENEL VIESGO.....	58
5.2.6.	Alegaciones de HISPAALEC ENERGIA S.A.....	59
5.2.7.	Alegaciones de CENTRICA ENERGIA S.L.U.	61
5.2.8.	Alegaciones de la Organización de Consumidores y Usuarios (OCU)...	63
5.2.9.	Alegaciones de la Asociación de Comercializadores Independientes Energía (ACIE)	64
5.2.10.	Alegaciones de la Asociación de Productores Independientes Energía Eléctrica en Régimen Ordinario (APRIE).....	65
5.2.11.	Alegaciones de la Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME).....	67
5.3.	Alegaciones del notificante	68
5.3.1.	Efectos de la operación.....	69
a.	Mercados de gas	69
b.	Mercados de electricidad	73
c.	Solapamiento de redes	75

5.3.2.	Compromisos ofrecidos. Acuerdo con IBERDROLA.....	77
6.	MERCADOS RELEVANTES	80
6.1.	Mercados de producto	81
6.1.1.	Mercados de gas.....	85
6.1.1.1.	Mercado de aprovisionamiento	87
6.1.1.2.	Mercado de transporte	88
6.1.1.3.	Mercado de distribución	89
6.1.1.4.	Mercado de suministro a clientes finales	90
6.1.2.	Mercados de electricidad	95
6.1.2.1	Mercado de generación	98
6.1.2.2.	Mercado de distribución	102
6.1.2.3.	Mercado de suministro a clientes finales	104
6.1.3.	Otros mercados afectados	107
6.2.	Mercados geográficos	108
6.2.1.	Mercados geográficos de gas	109
6.2.2.	Mercados geográficos de electricidad.....	111
6.2.3.	Mercados geográficos de otros productos	113
7.	ESTRUCTURA Y EFECTOS EN LOS MERCADOS	114
7.1.	Sector del gas	116
7.1.1.	Aprovisionamiento.....	118
7.1.2.	Transporte.....	124
7.1.2.1.	Red gasista peninsular	125
7.1.2.2.	Infraestructuras de importación de gas	126
7.1.3.	Distribución.....	130
7.1.4.	Suministro a clientes finales	137
7.1.4.1.	Suministro minorista a grandes clientes	139
7.1.4.2.	Suministro a centrales de generación eléctrica	141
7.1.4.3.	Suministro a clientes domésticos y PYMES	144
7.2.	Sector de la electricidad	145
7.2.1.	Mercado de generación	146
7.2.1.1.	Mercado mayorista	146
7.2.1.2.	Mercado de resolución de restricciones técnicas	153
7.2.2.	Distribución.....	156
7.2.3.	Suministro a clientes finales	160
7.2.3.1.	Suministro a grandes consumidores (alta tensión)	162
7.2.3.2.	Suministro a consumidores domésticos y PYMES (baja tensión)	163

7.3. Aspectos verticales en los sectores del gas y la electricidad.....	165
7.3.1. Cadena de valor del gas.....	165
7.3.2. Cadena de valor de la electricidad	166
7.4. Aspectos conglomerales.....	167
8. BARRERAS DE ENTRADA.....	168
8.1. Barreras en el sector eléctrico.....	169
8.1.1. Aislamiento exterior	169
8.1.2. Activos estratégicos.....	170
8.1.3. Costes de instalación y diversificación del parque de generación.....	171
8.1.4. Sistema de funcionamiento del mercado mayorista	172
8.1.5. Costes de transición a la competencia (CTC)	173
8.1.6. Integración vertical	174
8.2. Barreras en el sector del gas	175
8.2.1. Acceso a fuentes de aprovisionamiento	175
8.2.2. Acceso a infraestructuras de importación.....	176
8.2.3. Elevadas inversiones en nuevas infraestructuras.....	176
8.2.4. Integración vertical	177
8.2.5. Escala mínima de entrada en comercialización	177
8.2.6. Estructura de precios minoristas	177
8.3. Otras barreras	178
8.3.1. Fidelización o captura del cliente.....	178
9. EFICIENCIAS ALEGADAS.....	179
10. COMPROMISOS DE DESINVERSIÓN.....	181
11. VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN.....	184
12. CONCLUSIONES	199
DICTAMEN.....	205
VOTO PARTICULAR DISCREPANTE SRES. BERENGUER FUSTER, CASTAÑEDA BONICHE Y LA SRA. SÁNCHEZ NÚÑEZ	205

1. ANTECEDENTES

1.1. Remisión al Tribunal

El día 7 de noviembre de 2005 tuvo entrada en el Tribunal de Defensa de la Competencia (en adelante, el Tribunal) el expediente relativo a la operación de concentración económica N-05082 GAS NATURAL / ENDESA. La Dirección General de Defensa de la Competencia (el Servicio) remitió este expediente al Tribunal por orden del Sr. Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía y Hacienda, con objeto de que, siguiendo las disposiciones del artículo 15.bis.1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia¹, (en adelante, LDC) emita el preceptivo Informe.

Esta operación fue notificada al Servicio con fecha 12 de septiembre de 2005 conforme al artículo 15.1 de la LDC al superar los umbrales establecidos en el artículo 14.1 a) y b).

Con fecha 13 de septiembre de 2005, en virtud del artículo 51.1 de la Ley 16/1989 de Defensa de la Competencia y, en su caso, a los efectos de lo previsto en la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Servicio solicitó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) informe sobre la operación analizada a la mayor brevedad posible. Dicho informe fue recibido por el Tribunal con fecha 23 de diciembre de 2005.

Con fecha 22 de septiembre de 2005 la *Autoridade da Concorrência* portuguesa solicitó la remisión del expediente a la Comisión Europea en virtud del art. 22 del Reglamento (CE) N° 139/2004², como consecuencia de lo cual se suspendieron los plazos del procedimiento español. El 28 de septiembre el Servicio comunicó a la Comisión Europea la no adhesión del Reino de España a la solicitud de la Autoridad Portuguesa de Competencia, según se establece en el citado artículo. Como consecuencia, se reanudó desde ese momento el cómputo de los plazos en España.

¹ Vid. Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, (BOE 18-07-1989) www.tdcompetencia.es/normativa.asp#

² Vid. Reglamento (CE) n° 139/2004 del Consejo, de 20 de enero, sobre el control de las concentraciones entre empresas DOUE L 24, 29.01.2004, Págs. 1-22. <http://europa.eu.int/comm/competition/mergers/legislation/regulation/#implementing>

Con fechas 29 de septiembre y 17 de octubre de 2005, el Servicio, según lo dispuesto en el artículo 6 del Real Decreto 1443/2001³, requirió información de carácter necesario para la resolución del expediente que el notificante remitió respectivamente con fechas 11 y 31 de octubre de 2005.

De conformidad con el art. 15.bis LDC, el Sr. Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía y Hacienda remitió al Tribunal, para su informe, el citado proyecto de concentración económica al considerar que no se podía descartar que la operación notificada pudiera obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado.

El Tribunal ha de dictaminar al respecto, previa audiencia, en su caso, de los interesados. Para ello elabora este Informe en cumplimiento del art. 16 LDC analizando si el proyecto de operación obstaculiza el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado y, en su caso, si aporta alguna mejora en los términos previstos en el último párrafo del art. 16.1 LDC.

El Tribunal podrá solicitar así mismo aquella información que estime necesaria de cualquier persona natural o jurídica, en los términos previstos en el art. 29 LDC. El Tribunal dispone de un plazo de dos meses para remitir su dictamen al Ministro de Economía y Hacienda para que lo eleve al Gobierno.

1.2. Recepción del expediente y actuaciones del Tribunal

El Tribunal ha referenciado el expediente como C94/05 GAS NATURAL / ENDESA.

De conformidad con lo establecido por el art. 14.1 del Real Decreto 1443/2001, de 21 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, en lo referente al control de las concentraciones económicas (en adelante, RD 1443/2001), se ha designado una Comisión para realizar el análisis de la citada operación de concentración compuesta por el Presidente del Tribunal, Sr. D. Luis Berenguer Fuster y los Vocales del Tribunal, Sr. D. Miguel Cuerdo Mir y Sra. Dña. Pilar Sánchez Núñez, actuando como Secretario Técnico de la ponencia el Subdirector General de Informes, Sr. D. Antonio Maudes Gutiérrez.

El plazo del que dispone el Tribunal para elaborar su dictamen es de dos meses a contar desde el 7 de noviembre de 2005.

³ Vid. Real Decreto 1443/2001, de 21 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, en lo referente al control de las concentraciones económicas, (BOE 18-01-2002) www.tdcompetencia.es/normativa.asp#

Con objeto de que los diferentes operadores económicos que pudieran verse afectados por la operación de concentración tuviesen la oportunidad de presentar sus alegaciones ante el Tribunal, se elaboró una Nota sucinta sobre los extremos fundamentales del expediente, de acuerdo con el art. 14.2 del RD 1443/2001. Dicha Nota fue puesta en conocimiento de los notificantes para que pudieran manifestar por escrito los extremos de la información contenida en la Nota que, en su opinión, debían mantenerse confidenciales.

Una vez declarada su conformidad con la misma, ésta fue remitida a competidores, clientes, proveedores, organismos públicos potencialmente interesados, asociaciones de consumidores y usuarios y asociaciones del sector que la Comisión del Tribunal consideró que podrían resultar afectadas, dándoles la oportunidad de exponer su criterio acerca de los posibles efectos sobre la competencia derivados de la operación de concentración⁴.

⁴ Las entidades a las que se remitió la Nota Sucinta fueron las siguientes: Dirección General de Política Económica, Dirección General de Política Energética y Minas, Secretaria General de Industria, Comisión Nacional de Energía, CORES, OMEL, ENAGAS, Red Eléctrica Española., Consejo Consultivo de Electricidad (CNE), Consejo Consultivo de Hidrocarburos (CNE), Comunidad Autónoma de la Rioja, Consejería de Comercio, Industria y Energía Gobierno Islas Baleares, Consejería de Economía e Innovación Tecnológica de la Comunidad de Madrid, Consejería de Economía y Empleo de la Comunidad de Castilla y León, Consejería de Economía y Hacienda de la ciudad autónoma de Ceuta, Consejería de Economía y Trabajo de la Junta de Extremadura, Consejería de Economía, Empleo y Turismo de la ciudad autónoma de Melilla, Consejería de Economía, Industria e Innovación de la Región de Murcia, Consejería de Industria y empleo del Principado de Asturias, Consejería de Industria y Tecnología de la Junta de Comunidades Castilla-La Mancha, Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías del Gobierno de Canarias, Consejería de Industria, Tecnología, Comercio y Trabajo del Gobierno de Navarra, Consejería de Industria, Trabajo y Desarrollo Tecnológico de la Comunidad Autónoma de Cantabria, Consejería de Infraestructuras y Transporte de la Comunidad Valenciana, Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa de la Junta de Andalucía, Consejería de Innovación, Industria y Comercio de la Junta de Galicia, Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón, Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno Vasco, Departamento Trabajo e Industria. Generalidad de Cataluña, ACIE (Asociación Comercializadores Independientes Energía), ASEME (Asociación Empresas Eléctricas), C.I.E. (Consejo Intertextil Español), CCU (Consejo de Consumidores y Usuarios), F.E.O.E.I.M. (Federación Española de Organizaciones Empresariales de la Industria del Mueble), FEIQUE (Federación de Industrias Químicas y Petroquímicas), Instituto Nacional de Consumo, Junta Arbitral Nacional de Consumo, UNESA., A.C.E. (Asociación de Consumidores de Electricidad de la Pequeña y Mediana Empresa), AEGE (Asociación de empresas con gran consumo de energía), GRANCESS. (Grandes Consumidores de Energía Eléctrica del Sector Servicios), ADICAE (Asociación Defensa Impositores de Bancos y Cajas de Ahorro), ASGECO (Asociación General de Consumidores), CEACCU (Confederación Española de Organizaciones de Amas de Casa, Consumidores y Usuarios), Confederación de Consumidores y Vecinos, FUCI (Federación de Consumidores y Usuarios Independientes), HISPACOOOP (Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios), OCU-Organización de Consumidores y Usuarios, UCE-Unión de Consumidores de España, UNAE-Federación Unión Cívica Nacional de Consumidores y Amas de Hogar, AOGLP (Asociación Española de Operadores de Gases Licuados del Petróleo), SEDIGAS (Sociedad para el Estudio y Desarrollo de la Industria del Gas), A.A.E.E. (Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica),

Con fecha 28 de noviembre de 2005 el Tribunal envió a la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (LA CAIXA) y a REPSOL YPF S.A una solicitud de información referente al Acuerdo entre socios firmado por ambas entidades por el que se concierta al control conjunto de GAS NATURAL.

A lo largo de los meses de noviembre y diciembre, el Tribunal se reunió en diferentes ocasiones con el notificante y otras partes interesadas para obtener información de interés para la elaboración del informe.

Con fecha 5 de diciembre de 2005 el Tribunal envió a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la CNE, a OMEL y a Red Eléctrica Española sendas solicitudes de información referentes a diferentes aspectos de los mercados de

A.P.P.A. (Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad con fuentes de energías renovables), BAHIA DE BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L., COMERCIALIZADORA DE GAS EXTREMADURA, ELECTRABEL ESPAÑA, S.A., ENI ESPAÑA COMERCIALIZADORA DE GAS, S.A., GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A., HIDROCANTABRICO ENERGÍA, S.A., LIQUID NATURAL GAZ, S.L., NATURGAS COMERCIALIZADORA, S.A., REGASIFICACIÓN Y EQUIPOS S.A., REPSOL COMERCIALIZADORA DE GAS, S.A., SHELL ESPAÑA, S.A., UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L., UNION FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A, COBRA, INSTALACIÓN Y SERVICIOS, ENDESA, IBERDROLA, EDP, UNIÓN FENOSA, Acería Compacta de Bizkaia S.A., ACERINOX, Aragonesas Industrias y Energía S.A., ASCER (Asociación española de fabricantes de azulejos, pavimentos y baldosas de cerámica), CELSA, Cia Valenciana de Cementos Portland, S.A., Confederación Hidrográfica del Segura, DOW CHEMICAL, EL CORTE INGLES, ELCOGAS, Ercros Industrial, Fertiberia., General Electric Plastics de España, Marcial Ucin Siderúrgica S.L., Neumáticos Michelin, S.A., Oxinorte Operaciones S.A, RENFE, Sidenor Industrial S.L, Siderúrgica del Mediterráneo Sidmed. S.A., Solvay España, UNESID (Unión de Empresas Siderurgicas), AQUILA ENERGY COMERCIALIZADORA., BP GAS ESPAÑA, S.A, CARBOEX, S.A., CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A, CINERGY GLOBAL POWER IBERIA, S.A., COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA NATURAL, S.A., COMERCIALIZADORA IBÉRICA DE GAS, S.A., COMERCIALIZADORA SIDERIBERICA DE GAS AIE, EL PASO MERCHANT ENERGY SPAIN, S.L., ENERGY FACTORY GROUP, ENI ESPAÑA COMERCIALIZADORA DE GAS, S.A., EVE ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A., GLOBAL 3 ENERGÍA GAS, SLU, IDEA, INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A. (INCOGAS), RWE TRADING GMBH. Sucursal en España, SEMPRA ENERGY EUROPE ESPAÑA, S.L, SEMPRA ENERGY TRADING, SHELL GAS ESPAÑA, S.A., TOTALFINA ELF GAS&POWER, S.A., TXU EUROPE ENERGY TRADING B.V. SUCURSAL EN ESPAÑA, UNIÓN DISTRIBUIDORES ELECTRICIDAD, S.A., Compañía Distribuidora de Gas de Bilbao, S.A., Distribuidora Regional del Gas, S.A. (ENDESA), DONOSTI GAS S.A., GAS ALICANTE S.A. (ENDESA), GAS ARAGÓN S.A. (ENDESA), GAS HERNANI, GAS PASAIA S.A, GAS TOLOSA S.A., GESA GAS, S.A. (ENDESA), MERIDIONAL DEL GAS S.A. (ENDESA), SOCIEDAD DE GAS DE EUSKADI, S.A., ENELVIESGO, HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, IBERDROLA, IBERDROLA GAS, ACEITES COOSUR, S.A., GENFIBRE, S.A., STORA ENSO BARCELONA,S.A., TORRASPAPEL, S.A., BILBOGAS, S.A., Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, GAS DE ASTURIAS (HIDROCANTÁBRICO), GAS DIRECTO, GAS FIGUERES., GAS HERNANI, GAS NATURAL MADRID, GAS NATURAL DE ÁLAVA-GASNALSA, GAS Y SERVICIOS DE MÉRIDA, S.L., NATURCORP REDES, TOLOSA GAS, REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A. (REGANOSA), REPSOL PETRÓLEO, REPSOL QUÍMICA, SAMPOL y SNIACE COGENERACIÓN.

aprovisionamiento, generación, transporte, distribución y suministro de los sectores de gas y/o de electricidad.

Con fecha 23 de diciembre 2005 se solicitó a GAS NATURAL, ENDESA, IBERDROLA, UNION FENOSA, EDP, ENEL VIESGO, NATURGAS ENERGIA GRUPO S.A., BP OIL ESPAÑA, S.A.U, SHELL GAS ESPAÑA, S.A., REPSOL YPF S.A. y CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A el envío a este Tribunal de información actualizada relativa al aprovisionamiento de gas natural. Los días 26 y 27 de diciembre tuvieron entrada en el Tribunal las diversas respuestas.

1.3. Personación y confidencialidad

Durante la tramitación del expediente C94/05 GAS NATURAL / ENDESA han tenido entrada en el Tribunal diversos escritos solicitando los firmantes que les sea reconocida la condición de parte interesada en el presente expediente de concentración económica. Estas solicitudes son las siguientes:

- El día 10 de noviembre de 2005 la correspondiente a IBERDROLA S.A. (IBERDROLA).
- El día 11 de noviembre de 2005 las correspondientes a ENDESA S.A. (ENDESA) UNIÓN FENOSA S.A. (UNIÓN FENOSA) y ENERGIAS DE PORTUGAL S.A. (EDP)
- El día 14 de noviembre de 2005 las correspondientes a HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, SA. (HC) y NATURGAS ENERGIA GRUPO S.A. (NATURGAS).
- El día 21 de noviembre de 2005 las correspondientes a la Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE), Asociación Productores Independientes Energía Eléctrica en Régimen Ordinario (APRIE), la Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME), la Consejería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León, la Consejería de Economía e Innovación Tecnológica de la Comunidad de Madrid, VIESGO GENERACIÓN S.L., VIESGO ENERGIA S.L. y ELECTRA DE VIESGO DISTRIBUCIÓN S.L. del Grupo ENEL VIESGO e HISPAELEC ENERGIA S.A.
- El día 23 de noviembre de 2005 la correspondiente a la Consejería de Industria y Medioambiente de la Región de Murcia.
- El día 24 de noviembre de 2005 la correspondiente al Tribunal Galego de Defensa da Competencia.
- El día 25 de noviembre las correspondientes a la Organización de Consumidores y Usuarios y a CENTRICA ENERGIA S.L.U. (CÉNTRICA).

En escritos de fecha 11, 14, 18, 22, 25 y 26 de noviembre, el Tribunal se dirigió al notificante con el fin de que éste pudiera realizar las alegaciones que tuviese por conveniente respecto a las citadas solicitudes de personación.

En escritos de fecha 8 y 10 de noviembre de 2005, en virtud de lo dispuesto en el art. 53 de la LDC y del art. 15.1 del RD 1443/2001, el Tribunal se dirigió a GAS NATURAL, ENDESA, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA y EDP con el fin de que éstos pudieran solicitar la confidencialidad que estimasen oportuna en la documentación respectiva remitida al Servicio en el expediente N-05082 GAS NATURAL / ENDESA.

- Con fecha 15 de noviembre de 2005 el Notificante presentó ante el Tribunal, por motivo de secreto comercial, solicitud de confidencialidad sobre diversos extremos de la Notificación y de la información adicional disponible.
- Con fechas 14, 15 y 16 de noviembre de 2005 ENDESA, IBERDROLA y EDP presentaron ante el Tribunal, por motivo de secreto comercial, solicitudes de confidencialidad sobre diversos extremos.
- Con fecha 14 de noviembre de 2005, UNIÓN FENOSA presentó ante el Tribunal escrito declinando solicitar confidencialidad de la información aportada hasta el momento.

De acuerdo con el artículo 53 de la LDC, el Tribunal, mediante Auto de Confidencialidad de 24 de noviembre de 2005, resolvió respecto a las solicitudes de GAS NATURAL, ENDESA, IBERDROLA y EDP indicando la necesidad de mantener confidencial ciertas informaciones de la Notificación y/o de la documentación adicional incorporada al expediente. Adicionalmente, mediante Auto de Confidencialidad de fecha 30 de noviembre de 2005 el Tribunal decidió sobre la confidencialidad de diversas informaciones aportadas al expediente por el Notificante u otros interesados⁵.

Así mismo, mediante Autos de Personación de 16, 23 y 30 de noviembre de 2005, el Tribunal resolvió considerar a ENDESA, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA, EDP, ACIE, APRIE, ASEME, HISPAALEC ENERGIA, las mercantiles VIESGO GENERACIÓN, VIESGO ENERGIA y ELECTRA DE VIESGO DISTRIBUCIÓN del GRUPO ENEL VIESGO, la Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) y CENTRICA ENERGIA como partes interesadas en este expediente.

⁵ Vid. Artículo 52 (deber de secreto) de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de defensa de la competencia.

2. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

La operación notificada consiste en la adquisición por parte de GAS NATURAL del control sobre ENDESA, mediante la formulación de una oferta pública de adquisición de acciones (OPA).

La OPA de GAS NATURAL se realiza sobre el 100% del capital de ENDESA condicionada a la adquisición de, al menos, un 75%⁶. Para ello, con fecha 5 de septiembre de 2005, GAS NATURAL registró el folleto de la oferta ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)⁷.

Junto con la notificación, GAS NATURAL ha presentado un plan de compromisos que, según la notificante, tiene por objeto garantizar que se mantenga el número de competidores en los mercados de gas y electricidad y evitar adiciones de cuota como resultado de la operación.

En concreto:

- Con fecha 5 de septiembre, GAS NATURAL ha suscrito un acuerdo con IBERDROLA condicionado a la toma de control efectivo de ENDESA y a su compatibilidad con lo que dispongan las autoridades competentes, por el que IBERDROLA adquiere una serie de activos y participaciones en España.
- Gas Natural ha presentado también compromisos adicionales de diversa naturaleza para su aprobación por las autoridades de competencia con objeto de resolver las cuestiones de competencia que nacen de esta operación.

La ejecución de operación notificada está supeditada a la autorización del Consejo de Ministros, previo informe del Tribunal de Defensa de la Competencia, la CNMV y la Comisión Nacional de Energía (CNE) en lo referente a las actividades reguladas.

⁶ La OPA está condicionada a que la Junta General de Accionistas de ENDESA adopte el acuerdo de modificar los siguientes preceptos estatutarios: (i) el artículo 32 de los Estatutos de la sociedad suprimiendo toda restricción en cuanto al número de votos que pueden ejercer los accionistas de ENDESA; (ii) los artículos 37 y 38 de los mismos, de forma que se supriman los requisitos de tipología y composición mayoritaria del Consejo de Administración; (iii) 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.

⁷ El precio ofrecido por acción asciende a 21,3 euros a fecha de cierre de 2 de septiembre, que serán parcialmente satisfechos en metálico (34,5%) y el resto (65,5%) mediante la entrega de 0,569 acciones de nueva emisión de GAS NATURAL por cada acción de ENDESA. GAS NATURAL obtendrá recursos propios mediante una ampliación de capital por 602 millones de nuevas acciones de la misma clase, serie y derechos políticos que las actuales y dispondrá, además, de un crédito sindicado de 7.806 millones de euros con el aval correspondiente.

3. APLICACIÓN DE LA LEY DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

A la vista de los datos aportados por el notificante, GAS NATURAL, y la empresa sobre la que se realiza la OPA, ENDESA, en opinión de este Tribunal y de forma coincidente con el Servicio y con la Comisión Europea, la operación no entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CE) nº 139/2004⁸, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas, al no alcanzarse los umbrales previstos en los apartados 2 y 3 de su artículo 1, por lo que la operación no tendría dimensión comunitaria.

La operación de concentración cumple, sin embargo, los requisitos previstos por la LDC⁹, para su notificación, al superarse los umbrales establecidos en las letras a) y b) del apartado 1 del artículo 14.

A esta operación le es de aplicación, por tanto, lo previsto en la Ley 16/1989, de Defensa de la Competencia (LDC) y el Real Decreto 1443/2001, de 21 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley en lo referente al control de las concentraciones económicas (RD 1443/2001).

4. PARTES INTERVINIENTES EN LA OPERACIÓN

4.1. GAS NATURAL SDG, S.A.

GAS NATURAL es una compañía energética integrada, activa primordialmente en el aprovisionamiento y suministro de gas natural y que cuenta con presencia en el sector de generación, distribución y suministro de electricidad. Su principal actividad se desarrolla en el sector gasista en España, donde es el principal agente, aunque también es un importante operador de gas en Iberoamérica, con presencia en Argentina, Brasil, Colombia y México.

Su objeto social comprende, entre otros:

- El suministro, producción y distribución de cualquier gas combustible, así como su regasificación, licuefacción y almacenamiento.

⁸ Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo, de 20 de enero, sobre el control de las concentraciones entre empresas DOUE L 24, 29.01.2004, Págs. 1-22.

<http://europa.eu.int/comm/competition/mergers/legislation/regulation/#implementing>

⁹ Vid. Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, (BOE 18-07-1989) www.tdcompetencia.es/normativa.asp#

- La explotación de actividades industriales para obtener materias primas.
- La investigación y explotación de otras energías obtenidas por medio de gas y fuentes energéticas alternativas.
- La prestación de servicios de asesoramiento en proyectos energéticos.

La estructura societaria del grupo está integrada, entre otras, por las siguientes sociedades:

- Gas Natural Aprovevisionamientos SDG y Gas Natural Exploración S.A., activas en el aprovisionamiento de gas.
- Repsol-Gas Natural LNG, S.L., empresa controlada conjuntamente por Repsol-YPF, S.A. y por Gas Natural, que se dedica a las actividades *midstream* de gas natural licuado (GNL).
- Sagane, sociedad participada al 100% por el Grupo Gas Natural¹⁰.
- Numerosas compañías distribuidoras regionales de gas¹¹, Gas Natural Transporte SDG y Gas Natural Distribución Eléctrica, activas en la distribución de gas y electricidad.
- La Energía S.A. y Gas Natural Electricidad SDG, presentes en la generación y *trading* de electricidad.
- Gas Natural Comercializadora y Gas Natural Servicios, activas en la comercialización de gas y electricidad.

GAS NATURAL posee una participación del 15,96% en ENAGAS¹², si bien ejerce derechos de voto por el 5%, de acuerdo con la Disposición Adicional 20ª de la Ley del Sector de Hidrocarburos¹³. Por otra parte, posee una participación del 5,143% en OMEL¹⁴, del 35% en Gas Aragón, sociedad controlada por ENDESA, del 9,39% en

¹⁰ Con fecha 12 de diciembre de 2000, ENAGAS escindió a favor de GAS NATURAL los contratos de aprovisionamiento y el 100% de las acciones de la citada SAGANE, S.A.

¹¹ El Informe Anual 2004 de GAS NATURAL recoge como sociedades distribuidoras de gas del Grupo Gas Natural que forman el perímetro de consolidación a 31 de diciembre de 2004 a Gas Natural Cegas, S.A., Gas Natural Andalucía, S.A., Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A., Gas Galicia SDG, S.A., Gas Natural Castilla y León, S.A., Gas Natural La Coruña, S.A., Gas Navarra, S.A., Gas Natural Rioja, S.A., Gas Natural Murcia SDG, S.A., Gas Natural Cantabria SDG, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural de Álava, S.A. y Gas Aragón, S.A. www.gasnatural.com

¹² La CNMV indica, no obstante, que la participación de Gas Natural en Enagás es de 19,99%. Otros accionistas significativos son Chase Nominees Ltd. (5,2%), BP España (5%), Cantábrica de Inversiones de Cartera S.L. (5%), Sagane Inversiones S.L. (5%), Caja de Ahorros de Asturias (5%), Bancaja (5%), Atalaya Inversiones, S.R.L. (5%) –sociedad perteneciente a las Cajas de Ahorros de Huelva, Castilla La Mancha, Murcia, Granada y Badajoz-, CAM (5%), estando el resto del capital social de ENAGAS distribuido en bolsa. <http://www.cnmv.es/asp/em/ps/ParticipesSociedad.asp?NIF=A-28294726>

¹³ Vid. Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social.

¹⁴ OMEL indica que la participación de GAS NATURAL es del 4,99%.

Naturcorp Multiservicios S.A, sociedad controlada conjuntamente por EDP y el Ente Vasco de la Energía y del 10% en Gas Natural de Álava, S.A.

En el ámbito internacional, la adquirente opera, a través de Gas Natural Internacional, en Brasil, Colombia, Méjico, Argentina, Puerto Rico, Italia, Francia y Portugal.

Adicionalmente, el grupo tiene intereses minoritarios en los sectores de servicios, comunicaciones, *e-business* y nuevos negocios, en los que opera a través de diversas filiales y empresas participadas.

GAS NATURAL no forma parte de ningún grupo a los efectos del artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores, cotiza en las cuatro bolsas españolas y en el Mercado Continuo.

Sus principales accionistas son REPSOL y LA CAIXA (a través de Caixaholding, S.A.), que poseen, respectivamente, un 30,8% y un 30,03% de su capital. Ambos socios mantienen un pacto de accionistas suscrito el 11 de enero de 2000 y renovado el 16 de mayo de 2002 para articular el control conjunto sobre Gas Natural¹⁵.

El volumen de ventas de GAS NATURAL en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art. 3 del RD 1443/2001, es el siguiente:

Cuadro nº 1			
VOLUMEN DE VENTAS GAS NATURAL (millones de euros)			
	2002	2003	2004
MUNDIAL	5.267,9	5.628,0	6.265,8
UNIÓN EUROPEA	4.225,9	4.446,6	4.717,9
ESPAÑA	4.223,5	4.397,8	4.507,7

Fuente: Notificación.

4.2. ENDESA, S.A.

ENDESA es la principal empresa eléctrica de España y la primera compañía eléctrica privada de Iberoamérica, además de operar en distintos países europeos y en Marruecos. También está activa en el ámbito de las energías renovables mediante Endesa Cogeneración y Renovables.

¹⁵ El 28 de noviembre de 2005, el Tribunal solicitó a la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (LA CAIXA) y a REPSOL YPF S.A el citado acuerdo parasocial. El 5 de diciembre de 2005 el Tribunal recibió copia del acuerdo.

En los mercados de gas natural, ENDESA tiene una presencia creciente a través de Endesa Gas, Endesa Energía y CARBOEX. Adicionalmente, posee participaciones en empresas del sector de telecomunicaciones y provee, incipientemente, servicios de telecomunicaciones a través de la red eléctrica (*Power Line Communications* o PLC).

En todo caso, su principal actividad se desarrolla en los sectores de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en España.

El grupo Endesa se estructura en torno a las siguientes líneas de negocio:

- Endesa España y Portugal que, a su vez, comprende:
 - Endesa Generación, opera en la producción de electricidad.
 - Endesa Red, activa en transporte y distribución de electricidad y gas.
 - Endesa Energía, que comercializa electricidad en España, Portugal, Francia, Italia, Alemania y Bélgica, y gas en España.
 - Endesa Servicios, que presta servicios relativos a sistemas de información, telecomunicaciones, aprovisionamientos y servicios generales, gestión del patrimonio, y gestión medioambiental.
- Endesa Internacional, que gestiona las actividades del grupo en Iberoamérica, especialmente en la chilena Enersis, participada en un 60,62% por la adquirida.
- Endesa Europa, que gestiona las participaciones en empresas eléctricas de Europa y Norte de África: Endesa Italia (Italia), Snet, Soprolif y Powernext (Francia), Tejo Energia (Portugal), Endex (Holanda), Giełda Energii (Polonia) y Lydec (Marruecos).

ENDESA también posee una participación del 3% en Red Eléctrica de España (REE) y, en el momento de anuncio de la OPA y de la notificación de la presente operación, controlaba conjuntamente Auna Operadores de Telecomunicaciones, S.A. (que se dedica a actividades de servicios de telecomunicaciones) a través de una participación del 32,92%.

Según consta en la notificación, ENDESA no forma parte de ningún grupo a los efectos del artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores, cotiza en las cuatro Bolsas españolas y en el Mercado Continuo. También cotiza en la Bolsa de Nueva York y en la Bolsa *Off-Shore* de Chile. Sus principales accionistas son Caja Madrid (9%), Chase Nominees Ltd (5,7%), Axa S.A. (5,35%) y State Street Bank and Trust Co (5%).

El volumen de ventas de ENDESA en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art. 3 del RD 1443/2001, es el siguiente:

Cuadro nº 2			
VOLUMEN DE VENTAS GRUPO ENDESA (millones de euros)			
	2002	2003	2004
MUNDIAL	17.238	16.644	19.821
UNIÓN EUROPEA	12.835	12.834	15.804
ESPAÑA	11.075	10.797	12.471

Fuente: Elaboración del Servicio de Defensa de la Competencia a partir de la Notificación, datos presentados por ENDESA y expediente nacional N-05079 ONO-AUNA.

5. INFORMACION DE TERCEROS Y ALEGACIONES

5.1. Información de terceras partes

5.1.1. Información de la Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE)

Mediante escrito presentado el 21 de noviembre de 2005, AAEE formuló su respuesta a la Nota Sucinta que le fue enviada por este Tribunal. En dicho documento, AAEE indica que, en su opinión, la operación limitaría la competencia, propiciando una integración vertical de los negocios.

En particular, en opinión de AAEE:

- En generación eléctrica se establecería, de hecho, un duopolio con una asimetría favorable a la empresa resultante por la integración gas-electricidad, siendo “particularmente agudo en el régimen especial”.
- En comercialización eléctrica, se darían efectos anticompetitivos por la desaparición de un competidor.
- Dentro del sector gasista, partiendo de que en la situación actual la competencia prácticamente no existe, en aprovisionamiento la posición de GAS NATURAL se verá reforzada y en comercialización desaparecería un competidor.
- AAEE propone que en ningún caso un grupo empresarial concreto ostente una cuota de mercado del 50% o superior.

Respecto a las posibles estrategias de desinversión, AAEE considera que los activos deben ser accesibles a terceros distintos de IBERDROLA, siendo procedente el método de subasta para ejecutar la venta de los mismos.

5.1.2. Información de la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE)

En su contestación a la Nota Sucinta remitida por el Tribunal, el AEGE efectúa una descripción general de la situación los sectores afectados por la presente operación. En dichos sectores, AEGE considera que el proceso de liberalización proyectado no ha conseguido la integración de los mercados europeos ni la adecuación de los precios a los costes reales de producción de la energía, debido a la limitación de operadores (debido a la limitada capacidad de transporte entre los diferentes mercados y las condiciones de acceso) y las dificultades de acceso a los mercados en cuestión.

En concreto, en España, además de las características anteriores, AEGE identifica las siguientes dificultades que contribuyen a agudizar las características generales mencionadas:

- El crecimiento de la demanda de energía por encima del PIB.
- La necesidad de integrar las energías renovables en el sistema eléctrico y reducir las emisiones de Gases en generación eléctrica.
- El desarrollo de nuevos proyectos de generación convencionales únicamente basados en el gas natural.

Como conclusión, AEGE indica que, “este conjunto de circunstancias impide, a nuestro juicio, evaluar esta OPA en si misma desde la perspectiva de competencia, siendo necesario considerarla en el entorno descrito y con los objetivos de futuro de los sistemas de abastecimiento de gas y energía eléctrica en nuestro propio mercado regional, puesto que el mercado UE que se pretende está lejos de ser una realidad”, subrayando que “el problema fundamental de la industria básica española es que el modelo de la liberalización energética no ha generado precios competitivos”.

5.1.3. Información de la Asociación Española de Fabricantes de Baldosas Cerámicas (ASCER)

En escrito de 21 de noviembre de 2005, ASCER manifiesta su disconformidad en relación con la presente operación de concentración, por originar un oligopolio de dos empresas de tamaño y estructura similar en el sector energético español, “lo que mermará, sin lugar a dudas, la ya precaria situación competitiva actual”.

Así, según ASCER, en el mercado español, la operación produciría los siguientes efectos negativos:

- Reforzamiento de la posición de dominio colectiva en el mercado de generación eléctrica, (con una cuota conjunta en España del 80%), tras la eliminación de un competidor en generación y la integración vertical de dos operadores dominantes en gas y electricidad. Como consecuencia de ello, Gas Natural e Iberdrola tendrán mayor poder para incrementar el precio de la electricidad en el *pool*.
- La operación de venta concertada a Iberdrola de Activos de la empresa resultante “constituye un acuerdo entre dos competidores para eliminar a un tercero y repartirse los mercados de gas y electricidad a nivel regional, lo cual resultaría contrario a los artículos 81 y 82 del Tratado de la Unión Europea”.
- En Cataluña, se elimina el único competidor posible de Endesa en comercialización de electricidad, al concentrarse Gas Natural con Endesa.
- El acuerdo entre Gas Natural e Iberdrola para la desinversión de activos daría lugar, en regiones como Madrid, Murcia y Valencia, a la eliminación del único competidor que Iberdrola podría tener en comercialización de electricidad, y originaría un distribuidor único de gas y electricidad.
- Se refuerza la posición de dominio de Gas Natural en suministros de gas a los ciclos combinados al integrarse con Endesa, su principal demandante.
- La operación da lugar a la desaparición del único operador energético español con un proyecto de crecimiento europeo, y a la desaparición de dicho proyecto.

Por tanto, en opinión de la remitente, la operación, unida al acuerdo de desinversión entre Gas Natural e Iberdrola, supone un reparto del mercado energético entre ambas empresas, con la consecuencia de distorsionar la competencia no solamente en España, sino también en Portugal. De acuerdo con ASCER, la aprobación de la operación “afectaría particularmente a los pequeños y medianos consumidores industriales, entre los que se encuentra la industria cerámica española” los cuales disponen ya en la actualidad de una reducida capacidad para elegir suministrador libremente.

“Para la industria cerámica, esta actuación va encaminada en sentido contrario a la competencia y supone un importante paso atrás hacia la prometida liberalización del mercado energético”.

5.1.4. Información de BP OIL ESPAÑA (BP)

En respuesta a la Nota sucinta, BP se pronuncia sobre el impacto de la presente operación en el ámbito de la comercialización de gas natural, en el cual no aprecia efectos significativos en materia de competencia, atendiendo a las cuotas de ENDESA y al “Plan de desinversiones” previsto. Adicionalmente, BP considera oportuno arbitrar una subasta entre los distintos comercializadores en caso de que se produjesen excedentes en los contratos de aprovisionamiento de GNL.

Finalmente BP entiende que “el denominado "Plan de Desinversiones" acordado con Iberdrola, S.A. debería, si se dan las circunstancias que así lo exijan, ser tramitado como un expediente de concentración propio y separado del actual”.

5.1.5. Información de CEMEX ESPAÑA, S.A.

CEMEX remitió a este Tribunal un escrito con fecha 18 de noviembre de 2005, como respuesta a la Nota Sucinta que se le envió. En él, CEMEX defiende que, en los ámbitos de producto y geográficos en que opera, la operación podría producir una concentración excesiva, pues el proveedor prácticamente único de energía eléctrica a las fábricas de Alcanar (Tarragona), Alicante/San Vicente del Raspeig (Alicante), Buñol (Valencia), Yepes (Toledo), Lloseta (Baleares), Morata del Jalón (Zaragoza), Muel (Zaragoza), Sant Feliú del Llobregat (Barcelona) y Santa Cruz de Tenerife (Tenerife) sería IBERDROLA (siempre y cuando en los acuerdos entre GAS NATURAL e IBERDROLA se encuentran los centros de suministro de ENDESA que actualmente abastecen a las fábricas referidas).

En opinión de CEMEX, de aprobarse, la operación resultaría preocupante en tanto en cuanto la energía eléctrica es un producto “absolutamente esencial para desarrollar su actividad industrial”, sin posibilidad de sustitución y considerando que pueden existir barreras de entrada como la limitada capacidad de transporte entre los diferentes mercados eléctricos europeos y las condiciones de acceso a los mismos.

Debido a la concurrencia de otra serie de factores adicionales como el crecimiento de la demanda por encima del PIB o la necesidad de desarrollo de energías renovables, la remitente considera que la operación de referencia “puede producir una excesiva concentración de operadores en el sector eléctrico, con situaciones de monopolio en algunas regiones, lo que sin duda impediría una plena liberalización del sector y el establecimiento de una adecuada competencia, de la que se derive una oferta de precios mas competitivos”.

5.1.6. Información de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. (CGC)

Mediante escrito presentado el 21 de noviembre de 2005, CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. (CGC) expuso, en respuesta a la Nota Sucinta, su criterio respecto a la presente operación de concentración. En opinión de CGC, la misma, en conjunción con el acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA de 5 de septiembre de 2005, conlleva el riesgo de una reducción en el número de participantes en los mercados de gas y electricidad españoles, así como el refuerzo de la actual posición de dominio de los grandes operadores existentes en dichos mercados.

Así, la empresa resultante de la operación sería el principal proveedor del mercado gasista, el cliente de mayor tamaño en gas natural, el vendedor de gas dominante (tanto a clientes industriales como doméstico-comerciales), el operador con mayor presencia tanto en la generación eléctrica como en la venta a clientes finales, y el mayor accionista de ENAGÁS. Adicionalmente, CGC advierte de que la operación podría conllevar la creación de monopolios de gas y electricidad por áreas geográficas.

En su análisis de los distintos efectos de la operación, CGC propone, entre otras, las siguientes medidas con el objetivo de garantizar la libre competencia:

- Aprovechamiento de gas: se consolida una posición de dominio de la entidad resultante y un “oligopolio asimétrico” en el largo plazo, debiendo, entre otras cosas, perseguirse que los contratos que se desinvierten estén equilibrados con los retenidos por la empresa resultante de la concentración
- Transporte, almacenamiento y regasificación de gas natural: CGC aconseja la desinversión en la participación que ENDESA mantiene en MEDGAZ, así como que se abriera a terceros el gasoducto del Magreb.
- Distribución de gas: CGC considera que, a fin de evitar la constitución de monopolios regionales dentro de un duopolio estatal, debe existir una opción preferente de las compañías de distribución activas en este mercado en relación a los activos a desinvertir.
- Comercialización de gas: CGC estima necesario limitar la cuota de mercado de la nueva empresa resultante a un máximo del 50%, abrir la cesión de la cartera de clientes a todos los comercializadores interesados, y garantizar que el precio de venta del gas a esos clientes no es inferior a la media del precio de venta de los clientes que retenga la empresa resultante de la operación.
- Garantía de suministro: debe evitarse que la empresa resultante tenga el control sobre la gestión técnica del sistema gasista.
- Suministro a ciclos combinados: se debería aumentar la transparencia en la formación de los precios regulados y limitar la influencia de la empresa resultante en la formación de los mismos, para evitar efectos anticompetitivos derivados de la integración vertical, tales como el arbitraje gas/electricidad.
- Solapamiento territorial de las redes de gas y electricidad en la actividad de comercialización: se necesitarían medidas de intervención administrativa para evitar distorsiones sobre la competencia, ante la creación de barreras de entrada.
- Efectos sobre el sector eléctrico: se proponen diversas medidas en relación al régimen especial de generación y a las restricciones técnicas.

Adicionalmente, CGC expone en el mencionado escrito su criterio sobre:

- El tamaño que debería mantener la empresa resultante en las diversas actividades del sector de gas¹⁶.
- Los posibles planes de desinversión relativos a las actividades gasista y eléctrica en España¹⁷.
- El acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA de 5 de septiembre de 2005¹⁸.

En conclusión, CGC indica que “la operación planteada no resolvería ninguno de los desequilibrios y problemas detectados en el sector eléctrico por el Libro Blanco; más bien al contrario, al consolidar las posiciones de dominio de dos grandes operadores” y que “si finalmente la operación se lleva a cabo, ello no debería tener como consecuencia un incremento importante del tamaño del segundo operador del sector, así como que, cualquiera que fuese la posición finalmente adoptada sobre dicha operación, la presente oportunidad debería ser aprovechada para corregir las barreras existentes en el mercado -identificadas por la CNE y por el Libro Blanco de la electricidad-, que constituyen un freno importante a la liberalización de los sectores eléctrico y gasista”.

¹⁶ CGC indica que:

- Una cuota máxima del 50% en ventas totales de gas en el mercado nacional (incluyendo los autoconsumos). En dicha cuota se incluyen tanto las ventas en el mercado regulado como en el liberalizado.
- Un máximo del 50% en el gas aportado a España (aprovisionamiento).
- Un máximo del 5% de participación en el accionariado de ENAGÁS.

¹⁷ En opinión de CGC:

- La cesión de activos no debería suponer una mejora del *mix* de generación de la empresa resultante, ya que ello podría distorsionar de forma significativa el funcionamiento del *pool*.
- El precio de los contratos de aprovisionamiento de gas cedidos por la empresa resultante no debería ser en ningún caso superior a la media del precio de los contratos retenidos, y la flexibilidad de los contratos transmitidos no debería ser inferior a la media de los retenidos.
- El precio de venta de gas de la cartera de clientes cedida no podría ser inferior a la media del precio de venta de gas de los clientes retenidos.
- La venta de los activos de los que la empresa resultante hubiera de desprenderse, no debería en ningún caso contribuir a crear un oligopolio en el sector energético.

¹⁸ Fundamentalmente, CGC opina:

- La elección de los activos a vender no debería ser realizada por las propias empresas implicadas en la operación, sino por las autoridades reguladoras competentes.
- Debería precisarse cómo se contabilizarán los CTC correspondientes a los activos cedidos, así como los derechos de emisión de CO2 asociados a los mismos.
- La transmisión de activos debería estar abierta a los diferentes actores del sector energético español, a valores de mercado, siendo los reguladores quienes fijasen el mecanismo para llevar a cabo dicha transmisión y los eventuales compradores admitidos a contratación, de manera individual, por subasta y/o concurso, y en todo caso de modo transparente, objetivo y no discriminatorio-.

5.1.7. Información de la Consejería de Comercio, Industria y Nuevas Tecnologías del Gobierno de Canarias

Mediante escrito recibido por el Tribunal el día 22 de noviembre de 2005, la Consejería de Comercio, Industria y Nuevas Tecnologías del Gobierno de Canarias resalta las implicaciones de la operación para los sistemas eléctricos insulares, concretamente el canario, el cual, a pesar del proceso de liberalización iniciado en España, se ha mantenido sujeto a un único operador. Por ello, según la remitente, la operación puede ser una oportunidad para romper el monopolio en los mercados eléctricos, de manera que se debería:

- Garantizar la materialización de las inversiones futuras necesarias para el funcionamiento de los sistemas eléctricos canarios.
- Introducir criterios de competencia empresarial en el ámbito de la generación eléctrica.
- Condicionar la operación a la venta de la red de transporte canario a REE.

5.1.8. Información de la Consejería de Economía e Innovación Tecnológica de la Comunidad de Madrid

Como respuesta a la Nota Sucinta enviada por el Tribunal, el día 22 de noviembre de 2005 tuvo entrada en el Tribunal un escrito de la Consejería de Economía e Innovación Tecnológica de la Comunidad de Madrid. En él, la remitente describe las estructuras de mercado en los sectores afectados en la Comunidad de Madrid, indicando la preocupación de que la operación provoque una concentración “horizontal, vertical y geográfica tanto en el sector gasístico como eléctrico”.

Se considera en este escrito que el gas y la electricidad no constituyen dos mercados diferentes. Así, partiendo de la evolución prevista para 2021 en generación de electricidad, se afirma que “en dicho año la electricidad procedente del gas natural superará la procedente de nuclear, carbón, fuel y gas oil e hidráulica en su conjunto, y con ello la hipótesis de los dos mercados diferentes se desploma”.

Al considerar el mercado del gas en particular, la remitente estima que, de admitirse la operación, “el único competidor potencial sería Iberdrola. Con lo que se crearía un duopolio entre Iberdrola y Gas Natural con un fuerte incentivo a la colusión tácita entre ambas”.

Respecto al impacto de la operación en la Comunidad de Madrid, se afirma en el documento que la posición de dominio del grupo resultante será considerable, puesto

que, aunque “en la situación actual en la Comunidad de Madrid, la operación de concentración desde la óptica de los mercados gasístico y eléctrico por separado no tendría consecuencias de cara al mantenimiento de la competencia efectiva. Ahora bien, dada la evolución de los mercados energéticos debe considerarse éste como un único mercado”.

Esta situación se agravaría por el efecto del acuerdo con IBERDROLA, ya que, “previsiblemente, tras la operación quedarían más del 50% de los hogares madrileños con un único suministrador energético, Iberdrola, aspecto éste que parece representar una posible situación de posición de dominio”.

Por todo ello, se considera que:

- La operación debe ser considerada conjuntamente con los acuerdos entre GAS NATURAL e IBERDROLA.
- Tras estas dos operaciones se crearía en Madrid un monopolio zonal de hecho, que afectaría a más de la mitad de los madrileños.
- Ello impediría una competencia efectiva entre el gas y la electricidad.

5.1.9. Información de la Consejería de Innovación e Industria de la Junta de Galicia

Mediante escrito fechado el 13 de octubre de 2005, antes de la recepción del expediente en el Tribunal de Defensa de la Competencia, la Consejería de Innovación e Industria de la Junta de Galicia indicó que como consecuencia de la operación analizada “se pueden ver seriamente afectados proyectos de carácter estratégico para el desarrollo energético de la Comunidad Autónoma de Galicia” y en particular la planta de regasificación de REGANOSA en Mugardos y los ciclos combinados de la central térmica de As Pontes de García Rodríguez, propiedad de ENDESA.

5.1.10. Información de la Consejería de Industria y Medio Ambiente de la Comunidad de Murcia

Mediante escrito fechado el 23 de noviembre de 2005, la Consejería de Industria y Medio Ambiente de la Comunidad de Murcia expresó su parecer acerca de la presente operación de concentración, manifestando que:

- La integración de las actividades de gas y electricidad en una única empresa que ejerza las actividades de distribución actualmente desempeñadas por las

Partes podría provocar un desarrollo no homogéneo en la expansión de las redes, reduciendo la competencia al propiciar la integración vertical.

- Las economías de alcance derivadas de la posible integración podrían llevar a una reducción de los costes operativos para el desarrollo de actividades de distribución, pero sólo en caso de existir una separación entre las actividades de distribución y comercialización.
- Tras la operación propuesta, la elevada concentración empresarial en el sector energético puede generar en los consumidores la impresión de una falta de competencia, y con ello la reclamación de una mayor regulación sectorial que les proteja.
- La integración vertical puede dar lugar a “asimetrías” relacionadas con las actividades de distribución y comercialización tanto en gas como en electricidad.

Adicionalmente, esta la Consejería de Industria y Medio Ambiente destaca el carácter protagonista de las empresas implicadas en la operación en la prestación de actividades reguladas en la Región de Murcia.

5.1.11. Información de la Consejería de Industria y Medio Ambiente de la Comunidad de Cataluña

Mediante escrito fechado el 21 de noviembre de 2005, la Consejería de Trabajo e Industria de la Comunidad de Cataluña expresó su parecer acerca de la presente operación de concentración, manifestando respecto al sector de la electricidad:

- “En nuestra opinión, el número de puntos de suministro totales de Catalunya, permite, sin disminuir por ello la eficiencia empresarial, el que exista más de una empresa distribuidora de tamaño significativo”, permitiendo esta variedad que la Administración establezca comparaciones de gran valor respecto al coste de los nuevos suministros, a la calidad del servicio (interrupciones y calidad de onda).
- Son de relevancia las dificultades de penetración en el mercado de aquellos comercializadores que no son simultáneamente distribuidores en la zona. Se destaca a este respecto la “muy satisfactoria” gestión del conjunto de pequeñas empresas distribuidoras locales en Cataluña.

Respecto al sector del gas se considera:

- “La presencia de una empresa distribuidora prácticamente única genera algunas disfunciones que deberían corregirse”.

- “GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN, en los últimos años, ha ralentizado de una manera notoria el ritmo de expansión de la red en Catalunya, incluyendo zonas que tienen un especial interés en cuanto a la población como en cuanto a la presencia relevante de actividades industriales”.
- “La presencia de más de un distribuidor relevante en Catalunya sería un impulso decisivo para la apertura del mercado del gas a la competencia de diversos comercializadores”.

Como conclusión, la Consejería de Industria y Medio Ambiente de la Comunidad de Cataluña indica que “en caso de que se apruebe la operación de concentración” “uno de los condicionantes que se debería introducir sería la desinversión de activos de distribución por parte de la empresa resultante en el territorio de Catalunya”.

5.1.12. Información de la Consejería de Infraestructuras y Transportes de la Generalitat Valenciana

En escrito recibido por el Tribunal el día 22 de noviembre de 2005, la Consejería de Infraestructuras y Transportes de la Generalitat Valenciana emitió su opinión acerca de los efectos en territorio valenciano de la concentración en cuestión y el acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA.

Así, la remitente considera que la información disponible no es suficiente para poder evaluar dichos efectos, particularmente en lo que concierne al mencionado acuerdo, lo cual imposibilita pronunciarse respecto a la consolidación de un “monopolio natural de las redes existentes” dada la posición dominante de las mencionadas compañías, o si, por el contrario, la operación implicaría que el operador resultante pudiese repercutir las ventajas obtenidas a los consumidores finales.

5.1.13. Información del Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón

El Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón remitió un escrito que tuvo entrada en el Tribunal el 22 de noviembre de 2005, como contestación a la Nota Sucinta. En él, el remitente señala su fuerte vinculación con ENDESA, a través de múltiples convenios y colaboraciones, en los sectores energético y gasístico, para, posteriormente, manifestar su preocupación ante la presente operación de concentración, y su consiguiente oposición a la misma. Desde el punto de vista de la competencia, el GOBIERNO DE ARAGÓN estima que:

- Se incrementará la cuota de mercado de GAS NATURAL en la distribución de gas y electricidad.

- Se incrementará el control de esta compañía sobre los aprovisionamientos de materias primas.

5.1.14. Información de la Consejería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León

El día 22 de noviembre obró entrada en este Tribunal el escrito formulado por la Consejería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León en contestación a la Nota Sucinta que le fue enviada a propósito de este Expediente. En dicho documento, se describe la estructura actual de varios de los mercados concernidos en dicha Comunidad Autónoma, y se detallan ciertos efectos potenciales de la operación que revestirían particular importancia, según la remitente, para el referido ámbito territorial.

Respecto a los mercados de gas, se argumenta que:

- La operación provocaría problemas sobre el control de aprovisionamiento, al tener la compañía resultante la posibilidad de utilizar el gas natural en función de los precios del gas y la electricidad para el suministro minorista o para la generación de electricidad.
- La compañía resultante reforzaría su posición en el mercado de infraestructuras para la importación de gas.
- La posición de GAS NATURAL se vería reforzada al añadirse los aprovisionamientos de ENDESA y desaparecer esta última como competidor en aprovisionamiento y negocios de *midstream*.
- En Castilla y León, la entidad resultante sería el único operador de gas natural del mercado.

En relación a los mercados de electricidad, la remitente opina que:

- El parque de generación de la Comunidad Autónoma puede resentirse seriamente, ya que, en su caso, la instalación de ciclos combinados encuentra importantes restricciones técnicas.
- Por ello, presumiendo que el grupo resultante será proclive al consumo de gas natural, podrían “ralentizarse las inversiones para la adaptación de las centrales térmicas”, “poniendo en peligro el consumo de carbón”.

Sobre los “mercados conjuntos de gas y electricidad”, se citan los siguientes efectos posibles:

- Posibilidad del grupo resultante de emplear el gas como *output* o como *input* para la generación de electricidad, además de posibilidades de arbitraje fuel-electricidad.
- El grupo resultante dispondría de facilidades para realizar ofertas multiproducto. Debería garantizarse la separación entre la gestión de la red de distribución y el suministro minorista y obligaciones de acceso e información.
- Resultan especialmente relevantes las barreras de entrada relativas a las infraestructuras de importación de gas, y, particularmente en Castilla y León, el control de la red de distribución de gas.

5.1.15. Información de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)

CORES remitió un escrito a propósito de la Nota Sucinta, con entrada en este Tribunal el 22 de noviembre de 2005, manifestando no poder pronunciarse en cuanto a si el expediente de concentración económica pudiera obstaculizar o no la competencia efectiva en el mercado, “limitándose su labor respecto de la entidad resultante, en su caso, de la concentración, al control del cumplimiento de su obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural y de diversificación de los aprovisionamientos de dicho producto”.

5.1.16. Información de la Dirección General de Política Económica del Ministerio de Economía y Hacienda

La Dirección General de Política Económica del Ministerio de Economía y Hacienda, mediante escrito que tuvo entrada en el Tribunal el día 21 de noviembre de 2005, manifestó su voluntad de no pronunciarse respecto a la operación en cuestión, al estimar que la valoración de las cuestiones de competencia dentro del Ministerio de Economía y Hacienda corresponden al Servicio de Defensa de la Competencia.

5.1.17. Información de ELCOGAS

Mediante escrito con fecha 21 de noviembre de 2005, ELCOGAS manifestó a este Tribunal que se había limitado a dar traslado de la Nota Sucinta a las compañías que ostentan participación en ella.

5.1.18. Información de SOCIEDADES DEL GRUPO ENDESA

Las sociedades DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS, S.A.; GAS ALICANTE, S.A.; GAS ARAGÓN, S.A.; GESA GAS, S.A. y TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.A., declinan presentar comentarios a la Nota Sucinta de forma autónoma,

remitiéndose a lo que su empresa matriz, ENDESA, S.A., manifieste a lo largo del procedimiento, en tanto que parte interesada.

5.1.19. Información de FERTIBERIA

El día 22 de noviembre de 2005 obró entrada en este Tribunal un escrito de FERTIBERIA en el que manifiesta que “la competencia en el mercado energético español ha sido y sigue siendo muy reducida y, por lo tanto, la proyectada operación de concentración GAS NATURAL / ENDESA no contribuye a incrementar la competencia entre operadores en ninguno de los mercados energéticos afectados”.

Adicionalmente, FERTIBERIA considera que “la mejora del sistema energético español, tanto de energía eléctrica como de gas natural vendrá dada por la incorporación de nuevos operadores entrantes, que rompan el concepto de “isla energética” que caracteriza la situación española”.

5.1.20. Información de Hidroeléctrica del Cantábrico (HC)

El día 21 de noviembre de 2005 HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO (HC) remitió su contestación a la Nota Sucinta que le fue enviada por este Tribunal.

HC manifiesta en primer lugar su adhesión a cualesquiera alegaciones que su empresa matriz, EDP, pudiese efectuar en cualquier punto del presente procedimiento, y declara que la presente contestación debe entenderse efectuada asimismo en nombre de la empresa NATURGAS ENERGÍA GRUPO y empresas participadas.

Seguidamente, tras evaluar los principales aspectos del Informe llevado a cabo por el Servicio a propósito de la referida operación de concentración, HC estima que la misma plantea problemas en sede de competencia, si bien serían remediables de imponerse condiciones que:

- Sean ejecutables en un corto espacio de tiempo, y
- No distorsionen la competencia

En cuanto a cuestiones de competencia horizontal, la remitente manifiesta que la operación, junto con el plan de desinversiones propuesto, podría plantear problemas en lo relativo a:

- Mercado de generación eléctrica: se pierde un competidor eficiente y se fortalece la posición de dominio de Iberdrola.
- Mercado de restricciones técnicas: en zonas susceptibles de sufrir restricciones (Cataluña y Andalucía), el grado de concentración se reforzaría.
- Mercado de suministro final de electricidad: se pierde un entrante eficiente, particularmente en Comunidades Autónomas donde Endesa es el distribuidor tradicional, y reforzamiento de la posición de Iberdrola.
- Mercado de suministro final de gas: se pierde un competidor eficiente, y decrece la presión competitiva en áreas desinvertidas en favor de Iberdrola.
- Efectos coordinados en el mercado eléctrico en su totalidad.
- Pérdida de competencia dinámica respecto de cuotas futuras en generación eléctrica.
- Fuerte concentración en proyectos de ciclo combinado.

En cuanto a la integración vertical, al fusionarse los operadores dominantes en aprovisionamiento de gas y generación eléctrica en España, se perjudicaría, en opinión de HC, el suministro competitivo de gas para el mercado, con los consiguientes riesgos de exclusión de clientes.

Tras puntualizar varios aspectos sobre la delimitación de mercado llevada a cabo por el Servicio en su Informe, HC aborda en concreto los siguientes aspectos:

- Solapamiento territorial de las redes de gas y electricidad: En varias Comunidades Autónomas de las más importantes de España (representarían la mayoría del consumo de gas y electricidad) habría tras la concentración un único propietario de las redes de gas y electricidad. HC opina que las eventuales eficiencias y economías de escala derivadas de que las redes de gas y electricidad sean propiedad de un mismo operador no deben invocarse para perjudicar la competencia y, por tanto, “debería moderarse el impacto y extensión del solapamiento para que no produzca efectos anticompetitivos”. El solapamiento podría incluso contravenir los requisitos impuestos en la regulación, la cual prohíbe la distribución en cascada.
- Posición del grupo resultante. Desde una perspectiva dinámica, los efectos serían notables, aumentando las perspectivas futuras de una mayor concentración en el mercado.

Finalmente, HC manifiesta su parecer respecto de las condiciones que podrían hacer compatible la operación con el mantenimiento de la competencia en los mercados de electricidad y de gas:

1. El acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA vulneraría las llamadas por la Comisión Europea “normas del comprador”, en tanto en cuanto estarían provocando nuevos problemas de competencia, según esta remitente.
2. Deben imponerse rigurosas condiciones a la operación, como, a título de ejemplo:
 - Un programa de liberación de gas de un volumen significativo.
 - Desinversiones adicionales en el mercado mayorista de electricidad.
 - Disminuir el poder de mercado de las empresas dominantes en generación eléctrica.
 - Desinversiones de distribución de gas y electricidad eficientes, sin que el solapamiento sobrepase un determinado umbral.

Por todo ello, HC considera necesario que se sigan los principios adoptados por la Comisión Europea en aras a garantizar la aplicación de las mismas reglas de juego para todos los operadores y evitar tratos discriminatorios.

5.1.21. Información de NATURGAS ENERGÍA GRUPO, S.A.

Con fecha 22 de noviembre de 2005, este Tribunal recibió la contestación de NATURGAS a la Nota Sucinta que le fue remitida, en la cual se manifiesta la adhesión total de esta compañía al escrito de observaciones enviado por HC.

5.1.22. Información de Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español, S.A. (OMEL)

Como respuesta a la Nota Sucinta que le fue enviada, el 22 de noviembre de 2005 OMEL manifestó su parecer respecto a la presente operación, remitiendo la nota que con fecha 6 de octubre de 2005 se puso en conocimiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Dicha nota considera diversas cuestiones relativas a la incidencia de la operación y el Acuerdo de enajenación de activos de la entidad resultante en favor de IBERDROLA en los distintos componentes de la cadena de valor del sector eléctrico, tales como capacidad instalada, generación y comercialización.

OMEL resalta en su escrito diversos elementos que, a su entender, inciden en un correcto funcionamiento de los mercados energéticos, tales como la importancia de contar con un grado de concentración que no impida un nivel de competencia

adecuado, la necesidad de contar con un número de participantes suficientes con capacidad de desarrollo de sus actividades, la existencia de unas reglas de mercado que faciliten la apertura y la accesibilidad directa de cualquier tipo de agente, la rivalidad y la capacidad de ofertar competitivamente en todos los períodos horarios y en todos los procesos del mercado, la existencia creciente de vinculación entre las transacciones mayoristas y minoristas, la garantía del derecho de cambio de suministrador, o la apertura del mercado al comercio internacional.

A continuación, OMEL realiza una somera descripción de los planes de desinversiones contenidos en anteriores operaciones de concentración en el sector eléctrico, y la valoración que de los mismos efectuaron las Autoridades competentes, señalando el carácter novedoso de la existencia de un acuerdo previo de enajenación de activos en el caso en cuestión.

Finalmente, OMEL resalta la necesidad, en caso de ejecutarse finalmente la operación, de que la entidad resultante enajenase la participación en el capital social de OMEL en lo que exceda del 5%.

5.1.23. Información de REGASIFICADORA DEL NORTE, S.A. (REGANOSA)

El 22 de noviembre de 2005 obró entrada en el Tribunal un escrito de REGANOSA en contestación a la Nota Sucinta, en el cual manifiesta que la venta de las participaciones de ENDESA en la mencionada planta regasificadora, consecuencia de una eventual decisión de desinversión, “no supondría una alteración de las capacidades contratadas y, por tanto, no afectaría al grado de control del mercado de infraestructuras de importación de gas natural”.

5.1.24. Información de REPSOL YPF

En sendos escritos recibidos en este Tribunal el día 22 de noviembre de 2005, correspondientes a REPSOL PETRÓLEO S.A., a REPSOL COMERCIALIZADORA DE GAS, S.A. y a REPSOL QUÍMICA, S.A., las remitentes reiteran que la Comisión Delegada del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A ya manifestó su apoyo a la presente operación de concentración, comunicado mediante hecho relevante a la CNMV el 5 de septiembre de 2005.

5.1.25. Información de SHELL GAS ESPAÑA, S.A.

SHELL GAS ESPAÑA envió un fax a este Tribunal el día 28 de noviembre de 2005, mediante el cual expuso su criterio acerca de la operación de concentración en cuestión. En él, la remitente expone que “SGE lleva operando desde el año 1997 en un mercado no liberalizado y sufriendo las consecuencias de una legislación (en

teoría transitoria) que hasta la fecha no ha hecho sino proteger la situación privilegiada de un operador (Repsol/YPF) cuya participación en el mercado de Gases Licuados del Petróleo es del 80%”.

Adicionalmente, se indica que “de concretarse la operación, se daría sin duda alguna una clara señal a favor de la concentración en el sector que nos atañe, y se demostraría una vez más la falta de voluntad real de promover la liberalización energética”.

5.1.26. Información de SIDENOR INDUSTRIAL, S.L.

En respuesta a la Nota Sucinta que le fue remitida, SIDENOR INDUSTRIAL manifestó, mediante escrito de 22 de noviembre de 2005, su adhesión a lo manifestado al respecto por la ASOCIACIÓN DE EMPRESAS CON GRAN CONSUMO DE ENERGÍA (AEGE), referidas anteriormente en el presente Informe.

5.1.27. Información de SOLVAY IBÉRICA, S.L.

El día 21 de noviembre de 2005 tuvo entrada en este Tribunal un escrito de SOLVAY IBÉRICA, mediante el cual esta empresa señala que los elementos que, a su juicio, deben ser tenidos en cuenta en la presente operación de concentración se contienen en la respuesta emitida por AEGE al respecto, referidas anteriormente en el presente Informe.

5.1.28. Información de TORRASPAPEL, S.A.

TORRASPAPEL manifiesta su opinión discrepante respecto a la operación en cuestión mediante escrito recibido el 22 de noviembre de 2005.

En su opinión, la presente concentración obstaculiza notablemente el proceso hacia la consecución de una competencia efectiva en los mercados concernidos. TORRASPAPEL califica la situación de libre competencia, tanto en el sector eléctrico como en el gasístico, de mera apariencia formal, y argumenta que una concentración como la propuesta no puede abordarse sin solucionar los problemas estructurales de ambos sectores. Entre los mismos cita: amenazas de escasez y subidas de precio del gas en el mercado liberalizado, desarrollo de centrales eléctricas basadas en el combustible gas, precios eléctricos fijados siguiendo el coste de la tecnología más cara, o excesiva influencia de la adjudicación de los derechos de emisión en el precio final del KWh, entre otros.

Como consecuencia de ello, las grandes consumidoras de energía, según TORRASPAPPEL, se refugian en el mercado regulado, frenando el desarrollo de un auténtico mercado liberalizado. Así, para ello, según esta remitente, debería acelerarse un proceso de desagregación de actividades y reducción de cuotas de mercado. Por tanto, la bondad de la operación sobre la que se demanda opinión habrá de analizarse en tanto en cuanto ayudase a materializar dicho proceso; siendo que produciría, justamente, el efecto contrario, consolidando la concentración junto con las desinversiones proyectadas un duopolio en los mercados eléctricos y del gas y produciéndose una integración hacia arriba de sectores que en algún punto son sustitutivos.

Por todo ello, TORRASPAPPEL entiende que la concentración propuesta no puede abordarse en el momento actual.

5.1.29. Información de UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.

El día 22 de noviembre de 2005 el Tribunal recibió un escrito de UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA en contestación a la Nota Sucinta, en el cual esta empresa expuso su parecer sobre la concentración de referencia. Como opinión general, la remitente considera que la operación reforzaría la concentración vertical, horizontal y geográfica en los mercados eléctrico y gasista, con graves riesgos para la competencia en ambos mercados. Adicionalmente, el plan de compromisos presentado por GAS NATURAL y el Acuerdo entre esta última e IBERDROLA reduciría, en su opinión la competencia en los mercados afectados, en tanto reforzaría las respectivas posiciones de dominio de las firmantes.

Particularmente, UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA manifiesta que:

- En aprovisionamiento de gas natural, la integración propuesta eliminaría uno de los agentes que estaba contribuyendo a la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento, se reforzaría la posición de GAS NATURAL en las infraestructuras de gas, y se le proporcionaría a esta compañía información asimétrica sobre sus competidores. Adicionalmente, podría crearse un serio problema regulatorio en relación con el límite de 70% de cuota de aprovisionamiento impuesto por el Real Decreto-Ley 6/2000.
- En transporte, almacenamiento y regasificación de gas natural, la operación reforzaría la posición de GAS NATURAL en relación con las infraestructuras de transporte de gas, al contar con presencia en todas las vías de entrada al sistema español.
- En comercialización de gas natural, la ventaja competitiva derivada de la operación para la empresa resultante comportaría efectos particularmente negativos sobre la competencia, al estar en condiciones de conocer en todo

momento los patrones y perfiles de consumo de los clientes finales, y hacer suya la demanda de gas actual y potencial de los grupos de generación de ENDESA y sus clientes.

- Sobre el proceso de desinversión, la remitente opina que el acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA reduce la competencia al estar diseñado para reforzar la exclusividad y posición de dominio de las partes, y favorece el establecimiento de acuerdos colusivos entre los dos operadores dominantes; por contra, debería establecerse un proceso de desinversión que permita obtener una estructura industrial equilibrada, y a aumentar la competencia efectiva mediante el fortalecimiento de operadores alternativos que puedan adquirir capacidad real de competir mediante el incremento de su tamaño actual.

5.1.30. Información de la UNIÓN DE EMPRESAS SIDERÚRGICAS (UNESID)

A propósito de la Nota Sucinta que le fue enviada, UNESID expuso al Tribunal, mediante escrito de 22 de noviembre de 2005, su parecer respecto de la operación de referencia en el marco de la situación actual en los mercados afectados. De acuerdo con UNESID, la operación se presenta:

- En un momento de precios al alza y problemas de abastecimiento en lo referente a los mercados del gas;
- En una situación de aislamiento debido a la falta de interconexión y a la limitada capacidad de transporte en los mercados eléctricos, y
- Con condiciones de contratación en plazos y precios que dificultan el mantenimiento de la competitividad de las empresas participantes.

Por tanto, en opinión de UNESID, el análisis de la operación por las Autoridades de competencia debe tener en cuenta la imposibilidad del actual diseño de los mercados concernidos para generar precios competitivos.

5.2. Alegaciones de interesados

5.2.1. Alegaciones de ENDESA S.A.

El Tribunal ha recibido, en fechas distintas, sendos escritos de alegaciones por parte de ENDESA.

Con entrada el 5 de diciembre de 2005, el Tribunal recibió un escrito de alegaciones de ENDESA sobre la presente operación de concentración, en el cual se exponen con carácter general los principales efectos anticompetitivos de la misma, a juicio de esta

interesada, y se manifiestan algunas discrepancias con las consideraciones emitidas por el Servicio en su Informe.

Las principales conclusiones a que se llega en este escrito de alegaciones son:

1. La integración vertical de operadores gasistas y eléctricos líderes en sus respectivos mercados y activos en un mismo marco geográfico son inherentemente incompatibles con el desarrollo de la competencia. Por esta razón, este tipo de operaciones nunca han sido aprobadas en ningún país miembro de la Unión Europea. Según ENDESA, aventurar que los efectos anticompetitivos consecuencia de la operación podrían ser reparados a través de la futura entrada de nuevos operadores es un ejercicio meramente especulativo, al no existir evidencia de la posible entrada de nuevos competidores en el mercado, ni siquiera a largo plazo.
2. La integración vertical GAS NATURAL-ENDESA supondría un retroceso para el desarrollo de la competencia efectiva en los mercados energéticos en España, debido a las características estructurales presentes en dichos mercados, y generaría un grave perjuicio para los consumidores.
3. La concentración genera efectos anticompetitivos de carácter horizontal y vertical en todos los mercados de gas y electricidad en España, particularmente el reforzamiento de posiciones de dominio individual (GAS NATURAL) y colectiva. En particular, se analizan los siguientes mercados:

— Aprovisionamiento de gas y suministro a clientes industriales:

- Se elimina la presión competitiva única de ENDESA hacia GAS NATURAL.
- Posibilidad de incrementar precio a clientes industriales sin pérdida de cuota significativa de la entidad resultante, a tenor de la limitada capacidad de los contratos de aprovisionamiento de los competidores y las barreras de entrada existentes para el aprovisionamiento de gas adicional en el corto y medio plazo.
- El precio incrementado del gas se convierte en coste de oportunidad para los operadores de centrales eléctricas de ciclo combinado, resultando en un significativo aumento del precio de la electricidad en el mercado mayorista, incrementándose el incentivo de la entidad resultante a elevar el precio del gas.
- Aumento de los sobrecostes de logística para la mayor parte de los operadores, debido a la eliminación de ENDESA del “mercado de intercambios”.

— Mercado mayorista de electricidad:

- Refuerzo de la posición de dominio individual, consecuencia de la desaparición de GAS NATURAL como competidor.
- Refuerzo de la posición de dominio colectiva, al incrementarse el riesgo de colusión tácita.
- Creación de nuevos monopolios para la resolución de restricciones técnicas en determinadas zonas geográficas.
- Efecto vertical entre los mercados de aprovisionamiento de gas y mayorista de electricidad, con el consiguiente aumento de precio en ambos, consecuencia de la integración, que aumentará el incentivo económico de GAS NATURAL a elevar los precios del gas y así capturar beneficios a través de su posición en electricidad.
- Aumento de los precios en generación consecuencia de la terminación del contrato de suministro con cláusula de exclusividad entre GAS NATURAL y ENDESA.
- La subida de precios de GAS NATURAL en el suministro a centrales de fuel-gas (en caso de prosperar la propuesta regulatoria de exclusión de las centrales de fuel-gas del suministro a tarifa de gas natural y pasar al mercado libre, quedarían como clientes cautivos de ésta), afectará al mercado de generación, dado que estas centrales fijan frecuentemente el precio marginal.

— Mercados minoristas de electricidad y gas:

- Se crearían monopolios regionales en determinadas áreas, al concentrarse la propiedad de las redes de distribución de gas y electricidad y la consiguiente eliminación competitiva del “incumbente cruzado”.
 - Incluso a nivel nacional, se generan graves efectos unilaterales al eliminarse la presión competitiva más importante en gas y electricidad en la mayor parte de España, esto es, el suministrador tradicional del otro producto.
 - Se refuerza la posición de dominio colectiva en comercialización, como consecuencia de la creación de monopolios regionales, la eliminación de los agentes con mayor crecimiento, y el acuerdo de reparto de mercado firmado con IBERDROLA.
4. No existen eficiencias que puedan compensar, ni siquiera parcialmente, los efectos anticompetitivos de la operación. El análisis de ENDESA conduciría a afirmar que los posibles ahorros por eficiencias son mínimos y quedarían superados, en todo caso, por los costes asociados a la concentración, ya que:

- Tanto ENDESA como GAS NATURAL cuentan con un tamaño individual que ha agotado todos los potenciales ahorros por economías de escala en los mercados minoristas.
- Las eficiencias alegadas por la Notificante en distribución conjunta en gas y electricidad son poco convincentes y difícilmente compatibles con la legislación vigente y la normativa técnica.
- Los ahorros que GAS NATURAL alega son en varios casos superiores al coste total de ENDESA para esas actividades.

Por todo ello, según ENDESA, las eficiencias reflejadas:

- No son sustanciales, al no existir ahorros de costes variables en las actividades liberalizadas (los ahorros alegados constituyen costes fijos), ni economías de escala ni de alcance por solapamiento de redes.
 - Son exageradas y no verificables, ignorándose que la operación produce importantes sobrecostes que repercutirán en los consumidores.
 - No constituyen el verdadero motor de la operación.
5. Los compromisos propuestos por GAS NATURAL son insuficientes y, en muchos caso, completamente inadecuados, empeorando la situación competitiva del mercado.

En primer lugar, ENDESA manifiesta que el Acuerdo es ineficaz desde el punto de vista jurídico-formal, ya que de la LDC se desprende que únicamente ha lugar a la presentación de compromisos a petición del Ministro de Economía y Hacienda, previo informe del SDC, y siempre que la operación de concentración notificada no dé lugar a la creación o refuerzo de una posición de dominio que pueda obstaculizar la competencia efectiva en el mercado.

Independientemente de ello, ENDESA discrepa de los supuestos efectos paliativos del Acuerdo, destinados a corregir los graves efectos anticompetitivos que la operación plantea.

Ello se debe, en opinión de ENDESA, a las siguientes razones:

- La eliminación de la presión competitiva ejercida por los operadores tradicionales de electricidad y gas en el mercado del otro producto, es, por su propia naturaleza, incorregible mediante la presentación de compromisos.

- Entre los compromisos presentados por GAS NATURAL no hay ninguno que afecte al mercado de aprovisionamiento de gas, a la posición de la nueva entidad en ciclos combinados o a los monopolios regionales que se crean en comercialización.
- Algunos de los compromisos no hacen sino deteriorar la situación competitiva del mercado, como la venta de activos de generación y de redes de distribución de gas a IBERDROLA que constituiría, según ENDESA, un reparto de mercado que tiene como único objetivo lograr que la operación sea viable desde un punto de vista financiero.
- Si la operación ya supone la creación de monopolios regionales en la comercialización de electricidad y gas en las comunidades de Andalucía y Cataluña, la desinversión propuesta implicaría la creación adicional de los mismos monopolios regionales en la Comunidad Valenciana, Murcia y Madrid.
- Ninguna medida concreta y verosímil, ni de desinversión en favor de un tercer competidor, ni de carácter regulatorio, ni de otro tipo, puede paliar los efectos anticompetitivos de la operación.

Posteriormente, con fecha 9 de diciembre de 2005 ENDESA presentó ante el Tribunal un nuevo escrito de alegaciones que complementa al documento anterior, acompañado de dieciséis apéndices destinados a apoyar las argumentaciones de la alegante. En este nuevo documento, ENDESA expone críticamente las razones por las que, en su opinión, considera que la notificación y otras alegaciones de GAS NATURAL son “insuficientes, incompletas y están fundadas en datos erróneos”, estimando que GAS NATURAL no realiza un verdadero análisis de los efectos pro o anticompetitivos de la operación analizada.

Así, en la primera parte de este escrito, ENDESA dirige sus principales críticas, de entre los documentos presentados por la notificante, a la propia notificación. De entre las mismas destacan:

- En opinión de ENDESA, la notificación de GAS NATURAL está basada en argumentos irrelevantes para el análisis de los efectos anticompetitivos de la operación en cuestión, como por ejemplo el argumento de que el grado de competencia en los mercados energéticos en España ha aumentado en los últimos años, o que la situación en los mercados energéticos antes y después de la operación es comparable o mejor a la de otros mercados europeos. ENDESA argumenta que el punto de partida para el análisis debe ser el nivel de competencia existente antes de la operación en España, para poder determinar si ésta se verá obstaculizada significativamente.
- Sobre la cuestión de si la operación daría o no lugar a un incremento de precios, como efecto unilateral típico consecuencia de una hipotética creación o refuerzo de posición de dominio, ENDESA rebate el análisis de

GAS NATURAL según el cual la operación tendría consecuencias pro-competitivas y no produciría efectos horizontales en ninguno de los mercados afectados, ni efectos verticales, al encontrarse el comportamiento de esta última compañía sujeto a la competencia de otros agentes en los mercados de gas, sin barreras de entrada o expansión. ENDESA rechaza que el análisis deba ser acometido exclusivamente en términos de cuotas de mercado, independientemente de que la adición de cuotas en mercados concentrados constituya también un indicio de la existencia de efectos anticompetitivos.

- ENDESA manifiesta que GAS NATURAL, a diferencia de la primera, no ha aportado, hasta el 9 de diciembre, análisis económico alguno que sustente su argumentación sobre los teóricos efectos pro-competitivos de la operación.

En una segunda parte del documento, ENDESA, partiendo de las argumentaciones de GAS NATURAL, profundiza en el análisis de los, a su entender, “graves efectos anticompetitivos de carácter horizontal” que la operación conllevaría; extremo ya desarrollado, con carácter general, en el anterior escrito de alegaciones presentado. De esta manera, ENDESA rebate los siguientes argumentos de GAS NATURAL, los cuales considera erróneos:

1. No existen barreras de entrada o expansión en el mercado de suministro de gas a clientes industriales y los competidores podrían hacer frente a un hipotético aumento de precios de la nueva entidad.
 - Según ENDESA, lo que debe analizarse es si la nueva entidad tendrá la capacidad y el incentivo para incrementar el precio a los clientes industriales después de la concentración, lo cual no se estudia convincentemente en la argumentación de la notificante, al no tomar en consideración la capacidad limitada de los competidores para aumentar su oferta en el corto/medio plazo mediante contratos de aprovisionamiento, estando por tanto obligados a acudir al mercado de GNL a largo plazo para incrementar la oferta con base en una fuente estable.
 - Las inflexibilidades logísticas propias del mercado español de gas suponen un coste para los competidores de GAS NATURAL. La operación lo agravaría, ya que, al desaparecer ENDESA del “mercado de intercambios” (en el que agentes medianos y pequeños se ven obligados a participar en orden a adecuar las llegadas de gas en buque metanero a las necesidades de consumo de sus clientes), se producirá un incremento del coste de logística para los demás operadores.
 - ENDESA constituye un competidor relevante en el mercado mayorista del gas, por cuota de suministro a clientes industriales, estrategia de crecimiento, participación en infraestructuras de importación y demanda

- adicional de GNL en otros países de la cuenca mediterránea. Su eliminación haría desaparecer una presión competitiva en este mercado.
- En consecuencia, la nueva entidad dispondrá de la capacidad para incrementar los precios del gas y del incentivo para hacerlo.
2. GAS NATURAL tiene una cuota muy reducida en el mercado de generación eléctrica y no es capaz de modificar el precio o retirar capacidad.
- ENDESA discrepa respecto de las figuras aportadas por GAS NATURAL, y rebate la condición de “precio aceptante” de esta última, argumentando que la operación produciría un incremento significativo de los precios de la electricidad, debido a que se generarían importantes efectos unilaterales por las siguientes razones:
 - Se elimina la competencia entre dos competidores inmediatos en el segmento de ciclo combinado y carbón, que son los que fijan los precios en el pool en la mayoría de horas valle.
 - GAS NATURAL ya tiene en la actualidad impacto en los precios del *pool*.
 - La nueva entidad tendría una mayor capacidad para retirar capacidad del sistema a fin de subir los precios
3. La venta de activos a IBERDROLA intensificará la competencia, dado que dotará a ésta con un *mix* de generación similar al de la nueva entidad.
- ENDESA opina que la venta de activos incrementa la posición de dominio individual de IBERDROLA, puesta de manifiesto por el Índice de Suministrador Pivotal, aspecto que IBERDROLA ha presentado de forma distorsionada, minimizando la capacidad que esta empresa tiene de fijar el precio de la electricidad.
 - La venta de activos a IBERDROLA da lugar a un reforzamiento de la posición de dominio colectiva en el mercado mayorista de generación de electricidad (riesgo de colusión tácita como consecuencia del incremento de las simetrías en el *mix* de generación entre la entidad resultante e IBERDROLA).
 - Desaparece con la operación un *maverick* que por su comportamiento y opciones estratégicas diferentes impide o rompe la coordinación.
 - GAS NATURAL ya viene, según ENDESA, coordinándose con IBERDROLA.
 - La existencia del *pool* como mercado organizado puede servir de medio a la colusión tácita.

4. El efecto de la concentración en comercialización de gas y electricidad es despreciable.
 - ENDESA opina que no puede considerarse que el mercado de comercialización de gas o electricidad esté compuesto por el suministro a tarifa que realizan los distribuidores y la comercialización libre que realizan los comercializadores. Al contrario, el suministro de los distribuidores no es un mercado o una actividad comercial, sino que éstos se limitan a suministrar a precio regulado en nombre del conjunto del sistema, no constituyendo el importe recaudado por este concepto parte de su retribución.
 - Con esta delimitación, los índices de concentración en comercialización se incrementan sustancialmente, lo cual no ha sido tenido en cuenta por GAS NATURAL.

5. Los incumbentes en los mercados de comercialización de gas y electricidad han perdido en los últimos años cuota a favor de nuevos entrantes y la tarifa disciplina el comportamiento competitivo de los operadores, por lo que no hay pérdida de competencia por precios como consecuencia de la operación.
 - Los mercados de electricidad y gas no son homogéneos en el conjunto del territorio nacional, sino que están asociados a las zonas de distribución. Por tanto, un análisis en el ámbito nacional como el que realiza GAS NATURAL no permite apreciar la esencia de los parámetros de competencia en estos mercados y el impacto de la operación propuesta en los mismos.
 - ENDESA considera que respecto a la comercialización a consumidores domésticos y comerciales, e incluso a los pequeños y medianos industriales, que centran sus actividades en áreas geográficas determinadas, se debe analizar el mercado en función de la presencia efectiva de las partes compradoras y vendedoras en las diferentes zonas.
 - La competencia entre GAS NATURAL y ENDESA es muy estrecha en algunas regiones, de manera que conjuntamente podrían controlar prácticamente la totalidad del suministro de gas y electricidad, constituyéndose, de hecho, monopolios regionales en una actividad en competencia como es el suministro a clientes finales.
 - ENDESA manifiesta que la pérdida de cuota por parte de los comercializadores incumbentes, no ha sido apenas del incumbente a favor de nuevos entrantes, sino que el principal competidor del incumbente eléctrico es el correspondiente incumbente en gas.
 - Por tanto, el estudio en el ámbito regional es imprescindible para analizar en profundidad la operación de concentración propuesta, ya que GAS NATURAL y ENDESA son los principales (y casi únicos) competidores en

algunas zonas geográficas en las que participan, y cada uno por separado, dispone de redes de distribución de gas y electricidad.

- La eliminación de uno de estos agentes implicaría: (i) que se crearía un monopolio en el suministro de electricidad, ya que se eliminaría al otro competidor, y (ii) el nuevo grupo controlaría las redes de distribución y gas, por lo que un nuevo entrante no podría quitar cuota de mercado al monopolista. Por tanto, según ENDESA, la operación propuesta producirá una pérdida sustancial de competencia, fundamentalmente en aquellas regiones en las que las partes de la concentración son los incumbentes de gas o electricidad.

Seguidamente, en una tercera parte, ENDESA analiza los, en su opinión, “graves efectos anticompetitivos de carácter vertical”, también avanzados en su anterior escrito de alegaciones y que, en el documento en cuestión, se tratan a partir de las reflexiones aportadas por GAS NATURAL. A este respecto, pueden destacarse del documento las siguientes consideraciones de ENDESA:

1. Más allá de la posición dominante o no de GAS NATURAL, lo importante en este caso es si la nueva entidad tendrá tanto la capacidad como el incentivo para aumentar los precios del gas como resultado de la integración vertical que la operación produce. ENDESA opina que tendrá ambas. En consecuencia, los precios del gas aumentarán, particularmente los referidos al mercado de suministro liberalizado a clientes industriales y al mercado de suministro a ciclos combinados.
2. El incentivo de GAS NATURAL en subir los precios del gas reside en que podrá beneficiarse, debido a su integración vertical, de esta subida en el mercado de generación eléctrica. El incremento del precio del gas se transmitirá al precio de la electricidad fundamentalmente a través de las centrales de ciclo combinado. Hay varias razones que apuntan a que los precios de la electricidad aumentarán como consecuencia del aumento del precio del gas:
 - La operación aumenta los costes de oportunidad del gas, ya que resultará más rentable utilizarlo en otros mercados (existirá el incentivo para aumentar los precios a clientes industriales) que para su uso en plantas de ciclo combinado.
 - Existen posibilidades de arbitraje entre gas y electricidad, tal como demuestran los índices al efecto, lo cual ha sido reconocido, según el escrito de ENDESA, por la propia GAS NATURAL.
 - La operación propuesta permitiría a GAS NATURAL hacerse con las plantas infra-marginales de ENDESA (hidráulicas y nucleares), que no estarán afectadas por los mayores precios del gas ya que no utilizan este

combustible como *input*, pero que sí se beneficiarían del nuevo precio de equilibrio incrementado.

3. Los competidores naturales de GAS NATURAL en suministro de gas a clientes industriales no reaccionarán previsiblemente a la subida de precios, ya que al encontrarse presentes en los mercados eléctricos, podrán encontrar beneficios a una subida del mercado mayorista de electricidad.
4. Respecto de las eficiencias relacionadas con la integración vertical, ENDESA contradice la opinión de GAS NATURAL al opinar que la concentración no eliminará los “dobles márgenes” sino que producirá un incremento automático de los precios de la electricidad y el gas, y manifiesta que la argumentación de esta última compañía sobre la repercusión de las economías de escala supuestamente creadas por la operación es contradictoria.

En relación a las eficiencias alegadas por GAS NATURAL, ENDESA manifiesta en su escrito de 9 de diciembre de 2005 lo siguiente:

1. En el estudio de sinergias aportado por ENDESA, se concluye que el volumen de las eficiencias es una tercera parte menor (unos 100 millones de euros) que el mejor de los escenarios previstos por este estudio, siendo por tanto sensiblemente inferior a lo argumentado por GAS NATURAL tanto en el área Comercial, como en Sistemas, como en Estructura/Corporación.
2. Las posibles sinergias negativas, derivadas de los compromisos adquiridos por Gas Natural en la OPA, podrían provocar un aumento de los costes entre 95 y 160 millones de euros anuales, como consecuencia de la reorganización societaria y de la unificación de convenios de ambas plantillas, que compensarían las posibles sinergias positivas.
3. Comparando las posibles sinergias positivas con el impacto negativo que la operación produciría en los distintos mercados de gas y electricidad, los informes encargados por ENDESA concluyen que tales sinergias serían muy inferiores, previendo una potencial destrucción de valor.
4. Respecto a las posibles sinergias que pudieran derivarse de la existencia de redes de distribución eléctrica y de gas, cuya propiedad estuvieran dentro del ámbito de una misma sociedad o grupo empresarial, ENDESA concluye que los negocios de distribución de gas y electricidad solamente tienen en común la denominación, que no la naturaleza de las actividades, de las instalaciones necesarias para el tránsito de la materia prima, es decir, las “redes” y la caracterización de ambos negocios bajo el paraguas de monopolios naturales,

sin que se derive de estas circunstancias ahorro en costes. Resultaría imposible obtener sinergias en este supuesto, dada la distinta base de costes y los condicionados auto-impuestos por GAS NATURAL, la distinta presencia de las compañías en cuestión en el medio rural, y la radical diferencia de actividades.

5. Finalmente, en opinión de ENDESA, la valoración de la operación y los compromisos anunciados por GAS NATURAL obligarán al grupo resultante a ejercer su posición de dominio, al haber asumido una serie de compromisos cuyo cumplimiento le exige generar en sus actividades liberalizadas unos fondos que requerirían un incremento medio de los mismos del 20% anual. Adicionalmente, como consecuencia de la operación, surge un fondo de comercio que la sociedad resultante necesita irremediablemente rentabilizar, y cuya magnitud superaría el 50% de los fondos propios del grupo resultante. Todo ello unido a que, como resultado de la operación, los consumidores tendrán que soportar un coste de la energía eléctrica mucho mayor, para remunerar activos históricos cuyo coste están pagando actualmente al valor de mercado y permitir el cumplimiento de todos los compromisos asumidos.

5.2.2. Alegaciones de IBERDROLA S.A.

Con fecha 9 de diciembre de 2005, el Tribunal recibió un escrito de alegaciones de IBERDROLA, en el que esta compañía expone su valoración sobre las consecuencias de la presente operación de concentración, centrándose en los mercados eléctricos, así como sobre el acuerdo concluido con GAS NATURAL con fecha 5 de septiembre de 2005 en relación a parte de las desinversiones propuestas por el notificante.

IBERDROLA manifiesta que la operación de concentración, ejecutada con inclusión del plan de compromisos ofrecido, no plantea obstáculos al mantenimiento de la competencia efectiva en los mercados españoles de electricidad y gas. IBERDROLA realiza un análisis competitivo de la operación que se puede sintetizar conforme a las siguientes ideas:

1. Definición de mercados relevantes.

IBERDROLA manifiesta no estar de acuerdo con la delimitación de mercados que figura en el Informe del Servicio, en los siguientes extremos:

- En el mercado de generación eléctrica, deberían incluirse las centrales retribuidas bajo el régimen especial, dado que:
 - La energía es un producto homogéneo.

- La energía en Régimen Especial influye en el proceso de formación de los precios mayoristas de generación.
 - La intención del legislador es que la energía en Régimen Especial se canalice a través del mercado mayorista para maximizar la seguridad de suministro.
 - Tras los últimos cambios normativos se ha producido una fuerte afluencia de energía en Régimen Especial al mercado mayorista.
- En el mercado minorista de electricidad, IBERDROLA estima que:
- En el mercado de comercialización eléctrica no se han producido cambios normativos ni de mercado de suficiente entidad como para entender que la comercialización liberalizada y el suministro a tarifa forman parte del mismo mercado.
 - La segmentación del mercado propuesta por el SDC entre grandes (alta tensión) y pequeños clientes (baja tensión) debe considerarse con muchas cautelas.

2. Análisis estructural de los mercados afectados:

- Respecto del mercado mayorista de generación eléctrica, como consideración preliminar, IBERDROLA considera que la medida de capacidad es una medida inadecuada para medir las cuotas de mercado de los agentes. En este mercado:
- Como resultado de la operación de concentración, incluyendo las adquisiciones de IBERDROLA, no se produciría un incremento sustancial del grado de concentración.
 - Teniendo en cuenta las centrales que en la actualidad están en construcción y las limitaciones previstas para la generación con centrales de carbón debido a consideraciones medio ambientales y los compromisos de Kyoto, se espera que el grado de concentración en el mercado continúe bajando durante los próximos años.
 - IBERDROLA considera que es preciso analizar la forma en la que las distintas tecnologías participan en el mercado, para conocer la actuación de los agentes en el mercado. Las características de las distintas tecnologías afectan a su oferta al mercado y, en consecuencia, al proceso de formación de precios. IBERDROLA destacar que el *mix* de los principales operadores tiene una mayor proporción de tecnologías no retirables que el resto de operadores y, por tanto, las preocupaciones que se extraerían de un simple análisis estructural serían sustancialmente inferiores de las que se obtendrían si se tuvieran en cuenta estos factores.
 - El número (o proporción) de horas en las cuales un agente es marginal no cabe asociarlo con la capacidad para influir en el precio a su

voluntad. Dadas las características del mercado eléctrico español, la posibilidad adicional de influir en el precio del mercado que tendrían las centrales marginales es irrelevante.

- Respecto de la tecnología del carbón, con la operación propuesta se reduce la concentración respecto de esta tecnología y se incrementa la presión competitiva en el rango de precios en los cuales compiten las centrales de carbón.
- En relación al índice de suministrador pivotal, IBERDROLA manifiesta que, “de acuerdo con la metodología estándar de análisis de pivotalidad, el índice PSI es igual a 0 para todos los generadores y ningún agente es pivotal” en el sistema eléctrico español en ninguna de las horas del año.
- Con respecto a los índices por niveles de demanda, IBERDROLA estima que en la actualidad el mercado de generación eléctrica español no es un mercado excesivamente concentrado. Independientemente de ello, debe tenerse en cuenta cómo está organizado el mercado, y particularmente aquellos aspectos del diseño del mercado eléctrico español que impiden o desincentivan cualquier comportamiento no competitivo en el mercado: fijación de precios de forma marginalista, existencia de un pago por garantía de potencia, organización del mercado de producción en varias sesiones, fijación del precio del mercado al nivel de la última oferta de generación aceptada para atender la demanda, integración vertical entre generación y comercialización, existencia de interconexiones con capacidad libre.

— En cuanto al mercado de comercialización eléctrica, IBERDROLA entiende que el grado de concentración en el mercado de comercialización no se verá sustancialmente afectado por la operación planteada, recordando que la existencia de la tarifa integral impide que los comercializadores fijen precios superiores a los costes de suministro, por lo que no es posible pensar que en este mercado se pueda producir una subida de precios como consecuencia de la concentración.

3. En relación a las posibles barreras de entrada en el sector eléctrico, IBERDROLA expone inicialmente que para analizar su existencia es preciso tener en cuenta la rentabilidad esperada de la inversión a lo largo de toda su vida útil, la evidencia de entrada que realmente se ha producido, el plazo que necesita el potencial competidor para disciplinar el comportamiento de los operadores existentes en el mercado y considerar el impacto de la entrada adicional, a corto o medio plazo, de potenciales competidores.

— En generación eléctrica, IBERDROLA considera que la integración vertical no se configura como una barrera de entrada en esta operación concreta, debido a la forma en la que se ha diseñado el sector eléctrico español, cuyo mercado mayorista posee un carácter eminentemente marginalista y líquido, teniendo

los contratos bilaterales una presencia muy escasa. Esto hace que los nuevos generadores no integrados verticalmente no tengan desventajas respecto a los establecidos con presencia tanto en generación como en suministro minorista a la hora de vender su energía.

- En cuanto a la instalación de nuevas centrales de generación, IBERDROLA estima que no existen actualmente los problemas que se habían identificado en el pasado, como las posibles dificultades para acceder a determinados factores productivos: emplazamientos, capital, vida útil de las instalaciones o *inputs* necesarios para producir.
- En comercialización de electricidad, tampoco se observan barreras de entrada de una magnitud tal que puedan disuadir la entrada de potenciales competidores, incluso en el caso hipotético de que los comercializadores estuvieran obteniendo beneficios extraordinarios. Así, según IBERDROLA, por una parte, las puntuales barreras de acceso identificadas en el pasado son de tipo regulatorio; por otra parte, no existen barreras de tipo económico en el mercado minorista, ya que ni la imagen de marca juega un papel esencial en la comercialización de la electricidad, ni la base de clientes es determinante para impedir la entrada de nuevos competidores.

4. Valoración competitiva de la operación.

- En el mercado de comercialización eléctrica, IBERDROLA estima que el cambio estructural que se produce con la operación es de pequeña magnitud y de naturaleza pro-competitiva:
 - En términos de variación del IHH, la variación estructural es de menor importancia y, en principio, no debería suscitar preocupaciones de competencia.
 - Analizando el cambio en las cuotas de las empresas en la tecnología concreta que se ve afectada por la operación, el cambio estructural que se produce con la operación es pro-competitivo.
 - En el sector no hay posición de dominio, ni individual ni conjunta ENDESA - IBERDROLA como lo prueba que no existen barreras de entrada. Incluso si hubiera poder de mercado, no habría incentivos para subir los precios en el mercado mayorista, incluso si desaparecieran los CTCs tras la operación.
 - Más aún, la fácil identificación de un abuso en el *pool* sería motivo suficiente para que, en el supuesto de que existiese poder de mercado, éste nunca se ejerciese.
- En el mercado de comercialización eléctrica, IBERDROLA considera que la actividad no presenta barreras económicas y el mercado ha suscitado el interés de numerosos operadores. No obstante, el bajo nivel de la tarifa regulada que

define la Administración apenas deja margen para los comercializadores, lo cual explica por qué la entrada efectiva de nuevos operadores no ha sido mayor. Así mismo, la existencia de una tarifa fijada a unos niveles tan bajos imposibilita a los comercializadores para fijar precios competitivos.

- En aprovisionamiento de gas, tanto los operadores de generación eléctrica tradicionales como muchos de los nuevos entrantes tienen ya posiciones en el mercado de gas. El aprovisionamiento de gas no es un problema relevante para ellos que pudiera representar una barrera a la entrada al mercado de generación español.
- En distribución de gas, el desarrollo de tal actividad no se vería afectado, en opinión de esta alegante, por el cambio de propiedad de los activos.
- En comercialización de gas, al ser en opinión de IBERDROLA, un mercado sin barreras a la entrada, el cambio en las cuotas no debiera suscitar preocupaciones de competencia.
- En cuanto a los efectos verticales de la operación, según IBERDROLA:
 - En el mercado de generación, no cabe esperar un deterioro de la situación existente respecto a la dependencia de los generadores por el suministro de gas de uno de sus competidores en generación eléctrica. La integración vertical de los operadores eléctricos es una realidad del mercado y no cabe esperar que comportamientos estratégicos de GAS NATURAL con el objetivo de subir el precio de su combustible puedan tener éxito alguno, ya que sus competidores en el sector eléctrico disponen de fuentes alternativas de suministro.
 - En los mercados de comercialización, la titularidad conjunta de los activos de distribución de gas y electricidad no puede tener incidencia sobre el mercado de comercialización, tanto de gas como de electricidad, ya que el acceso a las redes es de naturaleza regulatoria y no existen barreras económicas para la actividad de comercialización, no probando la evidencia, por otra parte, que la doble titularidad constituya una barrera de entrada.
- Sobre los hipotéticos efectos conglomerales de la operación, IBERDROLA argumenta que no se producen, en la medida en la que en la actualidad todos los operadores del mercado libre pueden hacer ofertas duales de gas y de electricidad y los operadores principales ya las están haciendo.
- Finalmente, la gestión conjunta de redes comportará unas eficiencias que se reflejarán en unas mejores condiciones del servicio de distribución.

De manera adicional, IBERDROLA analiza prolijamente el alcance y efectos del Acuerdo que concluyó con GAS NATURAL respecto a la enajenación de ciertos activos a desinvertir por esta última a favor de la primera.

IBERDROLA entiende que el análisis de si las adquisiciones propuestas como consecuencia del acuerdo de desinversiones entre GAS NATURAL e IBERDROLA plantean algún problema desde el punto de vista del mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado debe ser realizado de manera autónoma. Esta, según IBERDROLA, sería la opción más acorde con la normativa y práctica nacional.

IBERDROLA considera que “la decisión más prudente, coherente y correcta jurídicamente por parte de las autoridades españolas sería la de analizar el Acuerdo en lo que tiene de plan de remedios, examinando la suficiencia de los compromisos de desinversión asumidos por GAS NATURAL para resolver los problemas de competencia que la operación GAS NATURAL/ENDESA plantee, pero remitiendo a la autoridad que sea competente para entender de la operación de concentración IBERDROLA/GAS NATURAL el análisis de la idoneidad de IBERDROLA como adquirente de dichos activos desde el punto de vista de la afectación de la competencia efectiva por dichas adquisiciones. Ello presupone, lógicamente, que IBERDROLA considera que ni el TDC debería proponer, ni el Consejo de Ministros acordar, ninguna condición que hiciera inviable la ejecución del Acuerdo GAS NATURAL/IBERDROLA”.

La posición de IBERDROLA respecto al Acuerdo IBERDROLA/GAS NATURAL puede sintetizarse como sigue:

- El Acuerdo consiste en un contrato de compraventa perfecto y sometido a una condición suspensiva (éxito de la operación GAS NATURAL/ENDESA) y constituye una operación de concentración. No es un acuerdo restrictivo de la competencia y, por tanto, habrá de ser objeto de autorización en el marco del procedimiento de control de concentraciones correspondiente.
- Al tiempo, el Acuerdo constituye un plan de compromisos, “cuya presentación encuentra perfecto encaje tanto en la legislación como en la práctica nacional en materia de concentraciones”. En opinión de IBERDROLA, la imposición de condiciones o compromisos no puede servir a fines de regulación del mercado, en pro de una mejora del paisaje competitivo preexistente a la operación, sino que el mismo debe estar destinado exclusivamente a garantizar el mantenimiento de una competencia efectiva.

Adicionalmente, se destacan algunas de las características del Acuerdo concluido entre GAS NATURAL e IBERDROLA:

- En algunos ámbitos, no modifica sustancialmente la estructura de mercado, como por ejemplo en activos de generación eléctrica, o en relación a los activos de gas que compraría IBERDROLA, donde puede, según ésta, descartarse cualquier riesgo de deterioro de la competencia, dado el monopolio natural y legal de las redes de distribución.
- Al presentar importantes eficiencias, puede ser incluso susceptible de mejorar la competencia en los mercados de electricidad y gas.
- Resulta la solución que aporta un comprador cierto y el más adecuado a los activos a desinvertir.
- De los precedentes nacionales y comunitarios en materia de control de concentraciones no se desprende que el Acuerdo sea susceptible de ser prohibido por las Autoridades de Competencia.

5.2.3. Alegaciones de UNIÓN FENOSA S.A.

Con fecha 9 de diciembre de 2005, el Tribunal recibió un escrito de alegaciones de UNIÓN FENOSA, en el que se expone el parecer de esta compañía respecto de la presente operación de concentración. Las principales ideas recogidas en la argumentación de UNIÓN FENOSA son:

1. UNION FENOSA considera que la operación de integración propuesta, tal y como ha sido planteada, aumentaría la concentración vertical, horizontal y geográfica en los mercados eléctrico y gasista y, consecuentemente, dificultaría el desarrollo de la competencia efectiva en el mercado. Por lo tanto entiende que la operación de concentración debería someterse a condiciones que eviten posiciones de dominio y favorezcan la competencia efectiva en cada mercado.
2. Con respecto a la concentración vertical, horizontal y geográfica en los mercados eléctrico y gasista que se derivaría de la operación de concentración, UNIÓN FENOSA opina que:
 - La integración vertical fortalecería la posición de dominio del grupo resultante en el aprovisionamiento de gas, permitiéndole arbitrar entre los diferentes mercados gasistas, propios y de sus competidores.
 - La integración horizontal lleva a un incremento de la cuota actual y futura de la empresa resultante de la operación en el mercado de generación eléctrica aumentando su posición en el mismo y su posible poder de mercado, a la vez que supone la eliminación de un agente competidor.
 - En el mercado de gas se reforzaría el control, por parte del operador dominante, de la capacidad de entrada de gas al sistema.

- La operación supondría un incremento del tamaño de la empresa resultante que le situaría en una clara posición de ventaja respecto a sus competidores.
 - Se produciría una concentración geográfica como consecuencia de unificar propiedad y gestión de los activos de distribución de gas y electricidad en diversas zonas.
 - En la actividad de comercialización, la operación sin cambios supondría la desaparición de un agente en cada uno de los mercados afectados.
3. Respecto al plan de compromisos y desinversiones presentado por GAS NATURAL, UNIÓN FENOSA estima que podría ser mejorado con el objetivo de paliar por sí mismo los obstáculos a la competencia que se crearían. Entre las condiciones a imponer, deberían incorporarse aquellas contempladas en el Acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA, incluido dentro del plan de desinversiones presentado, que resulten adecuadas para obtener un mejor reequilibrio de mercados y aumentar la competencia efectiva, e impedir las que van en sentido contrario.
4. En opinión de UNIÓN FENOSA, las desinversiones necesarias deberían determinarse analizando simultáneamente el Acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA. No sólo en lo que respecta a la venta de activos, sino teniendo en cuenta el posible comprador, de forma que se impidan aquellas transacciones que añadan problemas de competencia o se condicionen, mediante nuevas desinversiones, de manera que se solventen dichos problemas.
5. Con respecto al plan de compromisos y desinversiones presentado por GAS NATURAL:
- El acuerdo suscrito entre GAS NATURAL e IBERDROLA introduciría obstáculos adicionales al mantenimiento de la competencia efectiva, en la medida en que reforzaría los desequilibrios existentes en el mercado eléctrico español.
 - IBERDROLA no cumpliría cuando menos dos de los cinco requisitos que la Comisión Europea exige para aceptar a un "comprador adecuado": no crear nuevos problemas de competencia y confiar que recibirá todas las autorizaciones necesarias por las autoridades de competencia u otros entes reguladores.
 - El plan de desinversión que se apruebe no debería permitir a los agentes dominantes aumentar su tamaño en las actividades reguladas.
 - Debería reducirse al máximo el plazo para realizar las desinversiones, con objeto de delimitar las distorsiones en el normal funcionamiento de los

mercados, así como de mitigar la incertidumbre y el impacto en las compañías y en su percepción por los mercados financieros.

6. En opinión de UNION FENOSA, deberían imponerse, entre otras, las siguientes condiciones:

- Desinversión en aprovisionamientos de gas con la correspondiente capacidad de entrada al sistema, incidiendo especialmente en la capacidad por gasoducto.
- Cesión de activos de generación de forma que se limite la cuota de la empresa resultante, configurando el conjunto de activos a desinvertir de modo que incluya tecnologías que permitan equilibrar el *mix* de aquellos operadores que puedan adquirir capacidad real de competir.
- Límites a la cuota de participación en actividades reguladas, medida en términos de retribución reconocida.
- Condiciones tendentes a promover la existencia en cada zona bien de operadores diferentes para la distribución de gas y de electricidad, o bien de al menos dos agentes suministradores, en términos prácticos, de estos servicios de forma combinada en condiciones equivalentes y equilibradas.
- Configuración de los activos a desinvertir de forma que incluyan redes de gas y electricidad.
- Limitación de la cuota máxima en comercialización, detallando dichas cuotas a nivel nacional y de Comunidad Autónoma, con una segmentación precisa por producto y tipología de cliente.

5.2.4. Alegaciones de ENERGIAS DE PORTUGAL S.A.

Con fecha 9 de diciembre de 2005, se recibió en este Tribunal un escrito de alegaciones de EDP, en el que esta compañía manifiesta sus opiniones respecto de la presente operación de concentración. Lo expuesto en el referido documento puede sistematizarse de la siguiente manera:

1. EDP considera que las operaciones de integración entre operadores de gas y electricidad responden a una fuerte razón estratégica y pueden ser positivas para el mercado. Sin embargo, el impacto de una operación de tales características debe ser evaluado tomando en consideración la naturaleza y la dimensión de las empresas afectadas para evitar que se obstaculice el mantenimiento de una competencia efectiva.
2. Las autoridades de competencia han mantenido un enfoque restrictivo a la hora de analizar este tipo de operaciones; en concreto, la Decisión de la Comisión Europea en el asunto ENI/EDP/GDP es un claro precedente. Debería

garantizarse que las operaciones similares sean tratadas con los mismos criterios independientemente de la autoridad encargada de evaluar la operación

3. Respecto a la definición de mercados operada por el Servicio en su Informe, EDP considera lo siguiente:

- EDP coincide en gran medida con las definiciones de mercado incluidas, aunque considera que debe hacerse una puntualización respecto al mercado geográfico de suministro minorista de gas y electricidad, el cual debe considerarse de ámbito local y no nacional, en particular por lo que respecta al mercado doméstico.
- Adicionalmente, debería de considerarse si los gasoductos y las plantas de regasificación constituyen dos mercados separados dadas las diferencias existentes entre sí.

4. Por lo que concierne a los principales efectos sobre la competencia derivados de la operación, EDP expone que:

- Siguiendo el análisis de competencia realizado por la Comisión Europea en el asunto ENI/EDP/GDP y precedentes nacionales se puede afirmar que la adquisición de ENDESA por GAS NATURAL plantea una serie de problemas de carácter horizontal y vertical.
- Respecto a los efectos horizontales en el mercado mayorista de electricidad, la adquisición tendría como consecuencia el refuerzo de la posición dominante de ENDESA e IBERDROLA, por cuanto de una parte se incrementa la capacidad y producción en manos de la primera y por otra se elimina al entrante más efectivo y dinámico en tal mercado. Por ejemplo, en generación eléctrica, GAS NATURAL constituye un operador de una fuerza futura considerable, independientemente de su cuota actual, al promover un gran número de proyectos de ciclo combinado.
 - Así, según EDP, los recientes precedentes comunitarios en operaciones de esta naturaleza explicitan la importancia del papel de la competencia potencial en el mercado de generación eléctrica por parte de los operadores tradicionales de gas, dado su posición privilegiada en cuanto a acceso a gas competitivo.
 - Asimismo, la operación elevará los niveles de concentración a nivel regional, creando monopolios regionales (Cataluña y Andalucía) que afectan al mercado de restricciones técnicas.
- En los mercados de suministro minorista de gas y electricidad se produce un doble refuerzo de posición dominante: (1) por un lado, se refuerza la

posición dominante de GAS NATURAL en el mercado de suministro minorista en gas al eliminarse al principal entrante (ENDESA gracias a la propiedad de la red de electricidad) y (2) por otro, se refuerza la posición de ENDESA en el mercado de suministro minorista al eliminarse al competidor más eficaz (GAS NATURAL por los mismos motivos). Las ofertas conjuntas de gas y electricidad han tenido un papel dinamizador de la competencia en tales mercados, y con la operación desaparece esta presión competitiva.

- La operación tiene además como consecuencia que en determinadas zonas se produzca un solapamiento de la red de gas y electricidad (en particular, Cataluña y Andalucía). Si bien tal solapamiento puede presentar eficiencias, debe analizarse caso por caso y teniendo muy en cuenta el tamaño de las áreas afectadas, puesto que en determinadas áreas las eficiencias no compensan los efectos anticompetitivos de eliminación de la competencia potencial antes señalados.
- Así, dadas las dificultades que entraña identificar en qué momento las eficiencias no compensan los efectos anticompetitivos, EDP plantea dos opciones al solapamiento de redes: (1) se evita todo solapamiento de red en zonas grandes, que se definirían como aquellas zonas que representasen, por ejemplo, más de un 10% del número de clientes de gas y/o electricidad o; (2) se obliga la creación en cada zona grande, tal como se ha definido antes a título de ejemplo, de dos o más operadores con red de gas y electricidad de manera que se mantenga la presión competitiva entre ambos.
- Respecto a los efectos verticales, siguiendo una vez más el razonamiento de la Comisión Europea la nueva entidad, resultado de unir al líder en el mercado mayorista de electricidad con el principal suministrador de gas.
 - Un efecto vertical significativo estaría motivado por los incentivos para incrementar los costes de los ciclos combinados rivales. La concentración reforzaría aún más el control de GAS NATURAL sobre las importaciones de gas, y podría entablar estrategias de subida de precios a suministro de ciclos combinados, al ser su posición en el mercado mayorista de electricidad es mayor tras la adquisición.
 - Como consecuencia, esta estrategia de aumento de precios o de denegación de suministro es un claro elemento que desincentiva la entrada de nuevos ciclos combinados, cuya consecuencia directa es una estructura aún más concentrada del mercado, ya que solo aquellos operadores con suficiente acceso actual a gas, como GAS NATURAL/ENDESA, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, serían capaces de construir ciclos combinados.
- Otro de los efectos verticales previsibles sería el acceso de GAS NATURAL a información privilegiada (costes y nominaciones).

- Estos dos elementos permitirían a la nueva entidad elevar los precios en el mercado mayorista de electricidad. Se indica que los operadores de plantas tienen que comunicar con determinada antelación a GAS NATURAL las nominaciones diarias de gas, la nueva entidad tendría mejor información sobre la posición exacta de su curva de demanda residual en el mercado mayorista de la electricidad. GAS NATURAL podría afinar mejor sus ofertas en el mercado y obtener precios superiores.
- Así mismo, GAS NATURAL tendría también acceso a información sobre estructura de costes de los ciclos combinados rivales, puesto que la nueva entidad tiene acceso a los costes marginales de los ciclos combinados suministrados por ella misma, información que es muy valiosa y privilegiada. El conocimiento de estos costes marginales (y su fórmula de variación) le permitiría aumentar la capacidad de ENDESA/GAS NATURAL de subir los precios.
- Si bien es cierto que de manera previa a la operación GAS NATURAL ya tiene acceso a esta información, tras la operación y dado que la posición de GAS NATURAL se fortalece enormemente en el mercado de generación, tal información si que sería una ventaja competitiva, y permitiría como se ha indicado aumentar la capacidad de la nueva entidad de elevar precios.

5. En relación a las posibles condiciones conducentes a una eventual aprobación de la operación, las opiniones de EDP pueden resumirse como sigue:

- La conclusión a que llega EDP consiste en que tales ventas de activos no restablecen la competencia, ya que son insuficientes, tanto por su naturaleza como extensión, no resolviendo los problemas de competencia horizontales (ni en los mercados mayoristas de electricidad ni de suministro minorista de gas y electricidad) ni verticales (problemas de exclusión).
 - Así, la evaluación del plan de desinversiones propuesta por GAS NATURAL (con independencia de la identidad del comprador) permite concluir que no soluciona ninguno de los problemas señalados puesto que (i) no ofrece cantidad suficiente de generación ni de la tecnología apropiada para compensar los efectos horizontales; (ii) no se resuelve el problema de solapamiento de redes en zonas de gran tamaño, y las desinversiones propuestas, además de ser difíciles de aplicar no son eficaces; (iii) no se liberan contratos de gas que permita compensar los efectos verticales identificados.
 - Respecto a desinversiones en generación eléctrica, EDP manifiesta que el análisis de GAS NATURAL es incompleto, por cuanto se limita a analizar las cuotas de capacidad instalada sin observar el funcionamiento real de tales plantas y ciclos en el mercado. En

particular, ni las plantas de fuel-oil ni los proyectos de ciclos combinados a desinvertir ejercerán una presión competitiva a corto plazo. En consecuencia, sólo se puede contar con las plantas de carbón (Puentes y Teruel) como una desinversión “real” a corto plazo.

- En relación a los mercados minoristas de gas y electricidad, EDP opina que las desinversiones propuestas han sido diseñadas en respuesta a un análisis estático de estos mercados e ignora el impacto a nivel local/regional. EDP considera que la venta de una cartera de clientes como la de electricidad propuesta tiene problemas evidentes de aplicación en la práctica por la propia libertad de elección del consumidor y no tiene impacto real por cuanto esta limitada por la propia duración de los contratos.
- Adicionalmente, respecto a la cartera de ENDESA en gas, no se propone siquiera la venta de una cartera, sino un volumen de gas equivalente, con lo que GAS NATURAL tendría la suficiente flexibilidad a la hora de realizar la desinversión que lo podría hacer totalmente inefectivo (por ejemplo, a la hora de determinar el *mix* de clientes a desinvertir podría elegir a los clientes menos atractivos).
- Por otra parte, la desinversión propuesta no soluciona el problema de solapamiento de redes en Andalucía, Cataluña y Aragón. Por el contrario, se enajenan redes de distribución en otras regiones donde *a priori* no existe solapamiento.
- Respecto a los problemas de exclusión, EDP estima que los compromisos ofrecidos no sirven para contrarrestar dos ventajas reforzadas de GAS NATURAL tras la operación: (1) el control sobre los contratos de importación; y (2) posicionamiento inmejorable respecto al gas con procedencia del gasoducto (reforzada con su participación en Medgaz).

— Para la gran mayoría de estas desinversiones GAS NATURAL ya ha encontrado un comprador concreto. EDP sugiere que el Acuerdo sea analizado en el marco del expediente de referencia para determinar si puede ser incluido como una condición. En tal caso, la OPA con las condiciones impuestas debe ser analizada como un todo para determinar si es compatible con la LDC.

- En opinión de EDP en la evaluación de la presente operación de concentración debe tenerse en cuenta la existencia de este acuerdo, firme e irrevocable entre GAS NATURAL e IBERDROLA, porque de lo contrario, la desinversión de los activos se podría retrasar considerablemente poniendo en peligro su efectividad.
- Adicionalmente, el hecho de que el comprador previsto sea IBERDROLA crea problemas de competencia adicionales, por cuanto se refuerza la posición dominante también de IBERDROLA a nivel de mercado mayorista (por el aumento de su capacidad instalada) y se

crean solapamientos nuevos de red en zonas de gran tamaño en España.

- Así, según EDP, a falta de norma de referencia en España, IBERDROLA no cumpliría con las “normas del comprador” establecidas por la Comunicación de la Comisión Europea sobre compromisos y soluciones aceptables. La adquisición del conjunto de cesión por IBERDROLA puede crear problemas de competencia, como por ejemplo el solapamiento de las redes de distribución de electricidad y gas en varias Comunidades Autónomas.

— EDP extrae una doble conclusión: el Plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL es insatisfactorio, por cuanto es insuficiente y crea problemas nuevos. Por tales motivos se debería considerar la imposición de condiciones alternativas. Tales condiciones serían principalmente:

- La desinversión de más activos de generación y de tecnología diferente, como, por ejemplo: en generación, ciclos ya operativos o de puesta en marcha a corto plazo, plantas marginales (hidráulicas y/o bombeo) y tecnología base (carbón/nuclear), principalmente en las regiones con mayor concentración, incluyéndose la desinversión del gas asociado para evitar problemas de integración vertical (exclusión de materia prima).
- En los mercados minoristas, debería imponerse la venta total o en parte de la red de gas o electricidad en aquellas regiones donde se produzca un solapamiento como consecuencia de la operación, acompañando la venta de estas redes de la transferencia de los clientes suministrados a tarifa correspondientes.
- Debería establecerse un programa significativo de liberación de gas, que además de reforzar las anteriores desinversiones compense los efectos verticales.

— El procedimiento de desinversión debería ser rápido de manera que fuera efectivo lo antes posible; y preferiblemente mediante la venta de activos individuales a través de un concurso restringido. Los posibles compradores, además de ser independientes, viables, tener recursos financieros y experiencia técnica, no deberían plantear problemas de competencia, ser operadores industriales con cierta presencia ya en España que a través de las adquisiciones pudieran mejorar sus posiciones competitivas en el mercado.

5.2.5. Alegaciones del GRUPO ENEL VIESGO

Mediante escrito de 15 de diciembre de 2005, ENEL VIESGO, compuesto en España por VIESGO GENERACIÓN S.L., VIESGO ENERGIA S.L. y ELECTRA DE VIESGO DISTRIBUCIÓN S.L., todas ellas mercantiles pertenecientes al grupo italiano ENEL SpA., presentó al Tribunal las alegaciones que estimó pertinentes a propósito de la presente operación de concentración.

ENEL VIESGO considera que la toma de control de GAS NATURAL sobre ENDESA, , en caso de ser aprobada, tendrá consecuencias sobre el funcionamiento de los mercados eléctrico y del gas, de forma que los previsibles efectos restrictivos reforzarían las posiciones de dominio de ambas empresas.

1. En generación de electricidad, analizando las cuotas de mercado de las empresas implicadas, ENEL VIESGO aprecia una considerable capacidad instalada, lo que unido al crecimiento de los ciclos combinados, permitirá a la entidad resultante una gran ventaja competitiva, al disponer de precios de aprovisionamiento más competitivos y la posibilidad de conocer el coste de aprovisionamiento de sus competidores. Por tanto, la operación reforzará la actual posición de dominio de ENDESA en estos momentos, de forma:
 - Horizontal, al desaparecer un competidor y unirse los ciclos combinados en proyecto de GAS NATURAL.
 - No horizontal, al disponer la entidad resultante de información extraordinaria sobre competidores (costes de acceso a gas, nominaciones sobre acceso) presentes y futuros; poseer una posición de acceso privilegiado y preferencial a fuentes de gas natural en España; poder optimizar la gestión del suministro de gas a ciclos combinados de manera que se vea beneficiada con respecto a sus competidores; y, finalmente, contar con el incentivo de crear barreras a la entrada mediante la elevación del precio de suministro de gas.
2. En distribución y comercialización de electricidad, la posición de ENDESA se vería reforzada por la eliminación de un competidor directo, con amplias ventajas sobre el resto de competidores de ENDESA (marca conocida, presencia local, posibilidad de ofertas duales).
3. En aprovisionamiento de gas, la posición de GAS NATURAL se vería reforzada tras la operación, al eliminarse, de nuevo, un competidor emergente, a la vez que se priva al mercado de un importante cliente del lado de las ventas, y reduciendo así la presión a la rebaja de sus precios de venta del gas.

4. En el mercado minorista de gas, el refuerzo de la posición de GAS NATURAL tras la concentración implicaría que deba considerarse un escenario de desinversiones que permita la creación de otros operadores dominantes en las zonas particularmente afectadas por la operación desde el punto de vista de la competencia.

Posteriormente, ENEL VIESGO realiza una serie de proposiciones para corregir los, a su juicio, efectos anticompetitivos de la concentración analizada:

- Incrementar el volumen de desinversión propuesto por GAS NATURAL en generación, distribución y comercialización eléctrica, así como limitar la cuota de la entidad resultante en estos dos últimos mercados.
- Incrementar el volumen de desinversión y liberalizar los contratos en aprovisionamiento de gas y capacidad para regasificación, y en transporte de gas.
- En distribución y comercialización de gas: limitar la cuota de la entidad resultante y acompañar las desinversiones en carteras de clientes liberalizados con desinversiones en distribución.

Finalmente, sobre el procedimiento de cesión, ENEL VIESGO propone que los activos susceptibles de ser desinvertidos sean agrupados en paquetes de una dimensión que permita a los operadores no dominantes competir con los dominantes, excluyendo de la opción de comprar los activos a estos últimos agentes.

5.2.6. Alegaciones de HISPAELEC ENERGIA S.A.

El día 15 de diciembre de 2005 se recibió en el Tribunal las alegaciones de HISPAELEC. En el escrito, HISPAELEC, filial al 100% de ELECTRICITÉ DE FRANCE, identifica problemas de competencia desde el punto de vista horizontal, vertical y conglomeral, expresando que, en caso de resultar autorizada la operación, sería conveniente definir compromisos suficientes.

Respecto a los efectos horizontales, HISPAELEC considera que:

- En el mercado de aprovisionamiento de gas, la operación restringe la competencia al suprimirse a ENDESA como competidor, el cual, adicionalmente estaba desarrollando una estrategia de nuevo operador en este mercado, aparte de contar con contratos de aprovisionamiento a largo plazo y capacidades en los terminales de GNL. Por tanto deben identificarse y analizarse las medidas correctivas adecuadas.
- En el mercado de infraestructuras de acceso a la importación de gas natural, HISPAELEC considera que las contrapartidas propuestas por GAS NATURAL no son pertinentes, puesto que suponen un mero cumplimiento de la ley, y en todo

caso son insuficientes para compensar las restricciones de competencia provocadas en este mercado por la operación. Por tanto, deben definirse compromisos adicionales a este respecto.

- En el mercado de distribución de gas natural, de nuevo los compromisos propuestos por GAS NATURAL resultan a juicio de HISPAELEC meramente de obligaciones legales independientes de la realización de la operación.
- En suministro de gas natural, la operación tendrá como consecuencia la consolidación de la posición de liderazgo de GAS NATURAL. A este respecto, la liberación de los volúmenes de venta de la cartera de ENDESA podría ser considerada pertinente, pero la cesión a IBERDROLA del suministro a clientes a tarifa y que sigan conectados a los 1.250.000 puntos de suministro contemplados, crea según esta remitente más problemas de los que resuelve.
- En el mercado de generación eléctrica, HISPAELEC considera que la reserva de los activos de producción operativos en territorio español a favor de IBERDROLA tendría como consecuencia el refuerzo de la estructura duopolística del mercado. Ello podría evitarse si se transmitiesen dichos activos a nuevos operadores entrantes; resultando, por lo demás, muy difícil cuantificar los efectos y alcance de la desinversión de los ciclos combinados en construcción.
- En distribución de electricidad, de nuevo los compromisos ofrecidos responderían a obligaciones impuestas por la ley, no pudiendo además considerarse suficientes para compensar los efectos anticompetitivos de la operación.
- En suministro de electricidad, la liberación del volumen de ventas señalado y la cesión a IBERDROLA de la actividad de suministro a tarifa en Baleares no tiene en cuenta la evolución de la actividad de GAS NATURAL en este mercado en el ejercicio 2005, en el cual ha crecido, según la alegante más de un 55%, y de nuevo resultan insuficientes.

En relación a los efectos verticales, HISPAELEC señala los siguientes:

- Acceso a informaciones confidenciales que confieren ventajas competitivas.
- Acceso privilegiado y preferente a los recursos de gas natural disponibles en España.
- Capacidad de la entidad resultante de incrementar los costes de producción de sus competidores.

Al analizar los efectos conglomerado de la operación, HISPAELEC concluye que la nueva entidad obtendrá una ventaja competitiva determinante en razón de la extensión de su red de distribución de gas y electricidad (optimización de gastos, fidelidad de la clientela). Los efectos conglomerado tendrían una mayor importancia en el segmento de los consumidores a tarifa, y se podrían ver agravados por el efecto “inercia” de la clientela.

Finalmente, respecto de los compromisos que HISPAELEC considera indispensables para la autorización de la operación se considera conveniente que las autoridades de competencia aprueben un plan de desinversión, transfiriéndose los activos a desinvertir a una nueva compañía que los gestione de manera independiente hasta que se realice su venta en subasta efectuada bajo reglas transparentes.

5.2.7. Alegaciones de CENTRICA ENERGIA S.L.U.

CENTRICA, empresa creada el 17 de febrero de 1997 tras la desconcentración de BRITISH GAS PLC., remitió al Tribunal, con fecha 15 de diciembre de 2005, escrito de alegaciones relativo al presente procedimiento de control de concentraciones.

En síntesis, la posición de CENTRICA sería la siguiente:

1. La operación no debe autorizarse por ser dañina para la competencia efectiva en los mercados afectados de la electricidad y del gas, al reforzar la posición de dominio y el poder de mercado de la entidad resultante, desencadenar un incremento de precios en el sector energético y ocasionar un grave perjuicio a la estructura productiva y a los consumidores.
2. La operación no debe autorizarse, ni siquiera con condiciones, pues los efectos restrictivos de la competencia efectiva son de tal consideración y gravedad que no sería posible establecer un cuadro de condiciones que los compensaran.
3. En el supuesto hipotético de que el Consejo de Ministros decida aprobar la operación con condiciones, CENTRICA estima que:
 - En ningún caso éstas podrían consistir en la venta de activos a IBERDROLA, pues la desinversión de activos a esta compañía daría lugar a nuevos y graves problemas de competencia que no podrían ser subsanados, precisamente porque dicho Acuerdo refuerza la posición de dominio de IBERDROLA, consolida una situación de duopolio en el mercado eléctrico español y constituye un reparto de mercado prohibido por el artículo 1 de la Ley de Defensa de la Competencia; y
 - Debería imponerse una desinversión masiva, dentro de un procedimiento objetivo. que debería consistir en contratos bilaterales físicos a largo plazo (más de un año), así como subastas de capacidad a largo plazo, contratos bilaterales y venta de activos de generación, siguiéndose criterios de discriminación positiva y negativa en cuanto a los posibles adquirentes, acompañada de otras medidas.

En particular, esta alegante se centra en la eventual repercusión de la operación propuesta, caso de aprobarse, en el sector de la comercialización eléctrica. A este respecto, CENTRICA pone de manifiesto que los generadores ostentan un considerable poder de mercado en comercialización, visible a propósito del pago a tarifa (formada con base en información asimétrica de las empresas generadoras) o de las solución de restricciones técnicas. CENTRICA concluye que actualmente el mercado eléctrico español está dominado por la oferta, y que lo estará aún en mayor grado si la concentración GAS NATURAL/ENDESA prospera.

Los principales motivos de CENTRICA para oponerse a la operación son:

- Se producirá un peligroso incremento de las cuotas de mercado, reforzándose la posición de dominio de la entidad resultante en los mercados de distribución y comercialización de gas y electricidad, con la creación de monopolios regionales en comercialización.
- Si se lleva a cabo el Acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA, estaríamos ante un nuevo solapamiento territorial de redes de gas y de electricidad que daría lugar a la creación de nuevos monopolios zonales. Esta situación eliminaría los incentivos de GAS NATURAL/ENDESA e IBERDROLA para entrar en las zonas "ocupadas" por el otro monopolista y propiciaría la colusión tácita.
- En el mercado mayorista de electricidad, se producirá un incremento de la cuota de la entidad resultante, reforzándose su posición de dominio al sumarse a la cuota de ENDESA la de GAS NATURAL y desaparecer éste como el competidor alternativo más creíble y con mayor potencial de crecimiento en este mercado. Así mismo, se eliminará la competencia potencial, al adquirir la entidad resultante la capacidad y tener el incentivo para elevar los precios y propiciar un duopolio en torno a la entidad resultante e IBERDROLA.
- En aprovisionamiento de gas, se reforzaría la posición de dominio de GAS NATURAL y se eliminaría a ENDESA como competidor en este mercado y como uno de los principales compradores de gas natural en el segmento de ciclos combinados.
- La integración vertical genera restricciones adicionales, ya que la entidad resultante podrá utilizar el gas, a su conveniencia, para el suministro minorista o para la generación de electricidad; se erigirá en operador dominante junto con IBERDROLA, en el mercado de generación eléctrica, y tendrá incentivos y la capacidad suficiente para propiciar la elevación de los costes de abastecimiento de gas para sus competidores actuales o potenciales en el mercado mayorista de electricidad, aumentando el coste de producción de éstos.
- Tras la operación, existe el riesgo de que la expansión de las redes de gas no esté suficientemente incentivada en las zonas geográficas donde se produce la gestión conjunta de las redes. Aumentaría, por tanto, el riesgo de que los planes de expansión de la red de gas no sean satisfechos.

Adicionalmente, CENTRICA identifica los siguientes efectos anticompetitivos:

- Riesgo de manipulación de precios de electricidad.
- Uso de restricciones técnicas para excluirse del proceso de formación de precios.
- Posibilidad de subvenciones cruzadas en menoscabo de la transparencia.
- Venta integrada de productos de gas y electricidad.
- Peligro real para la supervivencia el sector comercializador.
- La operación perjudica la consolidación de los mercados peninsular y europeo.

5.2.8. Alegaciones de la Organización de Consumidores y Usuarios (OCU)

Mediante escrito del 15 de diciembre de 2005, la OCU expuso su criterio sobre las repercusiones de la operación. En este documento, la alegante manifiesta una preocupación particular por el efecto de la concentración en los consumidores, que ya hiciera patente en su anterior contestación a la Nota Sucinta.

Sobre los efectos en la distribución a tarifa, la OCU destaca que:

- Debe garantizarse el suministro de gas y electricidad en condiciones de servicio adecuadas y los compromisos de inversión que se propongan deben ser suficientes en su alcance y plazos de cumplimiento a fin de evitar situaciones de desabastecimiento, particularmente en electricidad.
- El solapamiento significativo entre redes de distribución de gas y electricidad en ciertas Comunidades Autónomas puede crear un riesgo importante para la competencia, que podría tener graves repercusiones sobre los consumidores:
 - La ganancia de eficiencias motivada por las sinergias (consecuencia de la nueva estructura de costes) que se deriven de la integración pueden no conducir necesariamente a un reparto equitativo de los ahorros de costes generados por la operación entre las partes y los consumidores; y
 - Pueden existir falta de incentivos al desarrollo de las redes de distribución, consecuencia de la integración vertical del negocio de distribución en la empresa resultante.

Por todo ello, la OCU advierte del riesgo de incremento de las tarifas de gas y electricidad, como consecuencia de la posible transferencia de rentas que pudiese tener lugar desde las actividades reguladas a las actividades liberalizadas, ya que como consecuencia de dicha transferencia de rentas, unido a las necesidades de

financiación, el grupo resultante podría verse imposibilitado para cumplir con sus compromisos de inversión en redes de distribución.

Respecto a los efectos de la operación en los mercados liberalizados, la OCU considera que:

- La operación pone en peligro el incipiente proceso de liberalización emprendido en España, al propiciar la desaparición de sendos competidores principales en los respectivos mercados de comercialización.
- Dicha reducción en el número de oferentes (que implicaría la reducción en la capacidad de elección de los consumidores) tendría forzosamente un impacto negativo en el abaratamiento de los costes de la energía para el consumidor y en la mejora en la calidad de la prestación del servicio.

Finalmente, sobre posibles desinversiones consecuencia de la operación, la remitente estima que:

- Los nuevos ingresos que la entidad resultante obtenga mediante la venta de dichos activos deben ser suficientes, más allá de la financiación de la propia operación, para acometer las inversiones comprometidas y/o necesarias para garantizar el suministro.
- La venta de activos debería realizarse mediante un procedimiento abierto y transparente que garantice tanto la viabilidad de los activos transferidos como un grado suficiente de competencia en el mercado.
- En las actuales circunstancias, la venta de los activos propuestos a IBERDROLA daría lugar a una situación de duopolio, en detrimento de otros operadores.

5.2.9. Alegaciones de la Asociación de Comercializadores Independientes Energía (ACIE)

ACIE remitió un escrito de alegaciones que tuvo entrada en el Registro del Tribunal el día 15 de diciembre de 2005. En el documento en cuestión, ACIE expone su parecer respecto de la presente operación, centrándose particularmente en los aspectos de comercialización eléctrica. Así, inicialmente ACIE describe la situación actual en los mercados afectados, desde el punto de vista de la competencia, para pasar seguidamente a analizar los efectos a su juicio más relevantes que podrían derivarse de la concentración de referencia:

- La concentración originaría un inadmisibles incremento de las cuotas de mercado en el mercado mayorista de electricidad de los dos principales operadores resultantes, en tanto que se produciría un importante incremento de la

concentración y del poder de mercado en la generación de energía, ya altamente concentrado antes de la operación. Al mismo tiempo, se malograrían los objetivos de los procesos de liberalización emprendidos, tanto a nivel comunitario como español.

- La integración vertical consecuencia de la operación generaría distintas restricciones a la competencia. La entidad resultante se convertiría en el operador dominante, junto con IBERDROLA, en el mercado de generación eléctrica. El reforzamiento de la integración vertical también podría afectar directamente a la actividad de comercialización y a los consumidores finales que quisieran ejercer su derecho de elegibilidad.
- Se incrementaría el riesgo de manipulación de precios de la electricidad, ya que la concentración dotaría de un elevado poder de mercado a la entidad resultante y también a IBERDROLA, en caso de consumar su acuerdo con GAS NATURAL. Ello representa una severa amenaza para los comercializadores de electricidad, toda vez que el negocio de estas empresas consiste en ofrecer a sus clientes un precio más barato que el de la tarifa oficial que ofrecen los distribuidores.
- El riesgo de manipulación de los precios en el mercado de restricciones técnicas. A pesar de las recientes modificaciones normativas, ACIE afirma que siguen persistiendo algunas de las deficiencias de las que venía adoleciendo este procedimiento. El riesgo se vería agravado, en opinión de ACIE de aprobarse el actual plan de venta de activos de generación a IBERDROLA.

5.2.10. Alegaciones de la Asociación de Productores Independientes Energía Eléctrica en Régimen Ordinario (APRIE)

El día 15 de diciembre de 2005 tuvo entrada en el Registro del Tribunal el escrito de alegaciones que APRIE remitió con motivo de la presente operación de concentración. Sus principales conclusiones pueden sistematizarse como sigue.

- En aprovisionamiento de gas, se originarían:
 - Efectos horizontales: la posición de GAS NATURAL en aprovisionamiento se vería reforzada al eliminar a un competidor que cuenta ya con varios contratos de aprovisionamiento (corto y largo plazo) y aumentaría todavía más la diversificación de sus fuentes de suministro. Aún más alarmante resultaría la posible desaparición de ENDESA como competidor en el midstream (considerando el transporte, vía marítima o tubería, y la comercialización mayorista de GNL).
 - Refuerzo de la posición de GAS NATURAL en infraestructuras, fundamentalmente en plantas de regasificación.
 - Efectos verticales: la posición de mercado de GAS NATURAL en el aprovisionamiento de gas para la generación eléctrica, se vería incrementada notablemente y repercutiría negativamente en la viabilidad económica del funcionamiento de otras centrales de generación de ciclo

combinado, debido a que dicha economía de escala repercute notablemente en el precio final resultante del gas natural que llega a la planta de generación.

— En relación al mercado mayorista de electricidad:

- La operación propuesta incrementaría el poder de mercado de los dos agentes dominantes, por lo que, si fuera autorizada, sería imprescindible, para no empeorar la situación actual, condicionar la misma a una desinversión de activos de generación peninsular suficiente.
- El conjunto de centrales a desinvertir deberá ser un paquete multitecnología, incluyendo centrales de carbón, ciclos combinados y centrales hidráulicas, tendiendo a reproducir el *mix* de estas tecnologías en la sociedad resultante de la fusión. Dichas desinversiones deberían llevarse a cabo mediante una subasta o concurso, con la debida transparencia y supervisión, y deberían permitir el crecimiento armónico de otros actores del sector de generación que no tengan actualmente la condición de agente dominante.
- Por otro lado, APRIE señala que el conjunto GAS NATURAL/ENDESA tendría una posición de práctico monopolio en el mercado de restricciones técnicas en Cataluña y en la zona de Cádiz, lo cual debería ser tenido en cuenta a la hora de planificar las desinversiones.

— Con respecto al mercado minorista de electricidad:

- El principal problema para la competencia en este segmento sería la concentración en una sola compañía de la propiedad de las redes de distribución de gas natural y de electricidad en importantes zonas geográficas de la Península. APRIE destaca que en la mayoría de los casos (en torno al 80% en media nacional), los consumidores que pasan al mercado liberalizado contratan el suministro de electricidad a la empresa comercializadora del mismo grupo empresarial que la correspondiente compañía distribuidora. Por tanto, se crearía en la práctica una situación de casi monopolio en el suministro minorista en las regiones donde exista solapamiento de redes.
- Si la operación se lleva a cabo, sería necesario imponer condiciones adecuadas; por ejemplo, limitar las cuotas de comercialización de gas y electricidad de la nueva sociedad, en dichas regiones, a un porcentaje que no debería superar el sesenta por ciento de la energía suministrada con cada forma de energía.

Finalmente, respecto del Acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA para la desinversión de activos, APRIE estima que el mismo supondría la concentración en dos grupos dominantes de las capacidades actuales de los tres grandes grupos del sector: los dos dominantes del sector eléctrico y el dominante en el gas, con graves consecuencias anticompetitivas. Por tanto, APRIE entiende que las eventuales desinversiones deberían favorecer el incremento de la capacidad competitiva de otros

grupos que operan actualmente en España, evitando el crecimiento de grupos que ya ostentan una posición dominante. También debería evitarse la concentración en un solo grupo empresarial de las redes de distribución de gas y electricidad en cualquier región.

5.2.11. Alegaciones de la Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME)

Mediante escrito del 15 de diciembre de 2005, ASEME formuló sus alegaciones a propósito de la presente operación de concentración, completando la respuesta emitida a la Nota Sucinta. Así, esta asociación entiende que la oferta pública de adquisición planteada puede perturbar los mercados eléctricos y del gas al colocar a GAS NATURAL en una posición de ventaja derivada de su posición de dominio en ambos mercados.

En su documento, ASEME manifiesta las siguientes consecuencias negativas de la operación:

- Generación eléctrica: posibilidad de GAS NATURAL de arbitrar en los mercados de gas y electricidad.
- Distribución eléctrica y de gas: disminución de la calidad del servicio.
- Almacenamiento y regasificación de gas: se dificultará el acceso a estas actividades través de un reforzamiento de la posición de GAS NATURAL.

ASEME entiende que la operación sólo sería admisible si diera lugar a unas desinversiones que redundasen en una mejora de las condiciones de competencia en los sectores afectados y, en concreto, que:

- Incentiven la diversidad de operadores eléctricos y gasistas.
- Promuevan el equilibrio en el tamaño de los operadores existentes.
- Permitan resultados que impliquen una mayor eficiencia desde el punto de vista regulatorio.

En relación a las posibles opciones de desinversión como consecuencia de la operación, ASEME valora negativamente el Acuerdo GAS NATURAL-IBERDROLA, y propone que a través del proceso de desinversión se refuerce a los operadores más pequeños para que se encuentren en condiciones de competir, o, en su caso, se fomente la creación de nuevos operadores, no debiendo detentar los destinatarios, en ningún caso, posiciones dominantes. En particular:

- En generación eléctrica, el proyecto de desinversiones debería contener una desinversión en red de distribución en las zonas donde coincide GAS NATURAL y ENDESA.
- En comercialización eléctrica, debería incluirse en el plan de desinversiones parte de los clientes cualificados de ENDESA.

- En aprovisionamiento de gas, debería valorarse la inclusión de alguna desinversión, como la puesta en marcha de una subasta adicional a la llevada a cabo durante el año 2001 del contrato de gas de Argelia.
- Las desinversiones en distribución deben ser más ambiciosas, de manera que en todas las zonas exista una diversidad de operadores. En concreto, en distribución a tarifa de gas, la desinversión de clientes debería afectar también a zonas de ENDESA.
- En comercialización, procedería incluir a parte de la cartera de clientes de GAS NATURAL.

Adicionalmente, ASEME expone su criterio acerca del procedimiento y mecanismos adecuados para llevar a cabo las desinversiones. ASEME se manifiesta contraria al Acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA, por entender que refuerza sus respectivas posiciones de dominio. Por ello, solicita que el mismo no sea ratificado en el presente procedimiento de concentración.

Respecto al plan de desinversiones, ASEME opina que, a propósito del mismo:

- Deben participar empresas de acreditada solvencia técnica y económica.
- Deben mejorarse las condiciones de competencia mediante la creación de nuevos operadores o el reforzamiento de los no dominantes.
- Las desinversiones deben efectuarse mediante un sistema distinto del de subasta.

Finalmente, con el objetivo de mejorar la gestión y eficacia técnica de las redes de distribución, ASEME estima que:

- En los supuestos de duplicidad de redes o instalaciones de distribución en general, las empresas que se fusionan deberían ceder dichas redes o instalaciones redundantes.
- En los supuestos de coincidencia de instalaciones de distribución con empresas distribuidoras de carácter local, las empresas distribuidoras adquirientes de activos vendrían obligadas a ceder, a favor de la empresa distribuidora de ámbito local, ciertas redes e instalaciones, siempre que se produzca una mejora en la eficiencia de la gestión de su red.

5.3. Alegaciones del notificante

El día 9 de diciembre de 2005 se registró en este Tribunal la entrada de un escrito de alegaciones de GAS NATURAL, acompañado de un total de trece documentos anejos. En el mencionado escrito se argumenta la posición de la Notificante respecto de la presente operación de concentración, partiendo de que la misma, “teniendo en cuenta los compromisos presentados, no obstaculiza la competencia efectiva”.

5.3.1. Efectos de la operación

GAS NATURAL desarrolla su argumentación en relación a los efectos que en su opinión conlleva la operación. Como consideraciones preliminares, el notificante manifiesta que:

1. La operación notificada responde a una lógica económica de diversificación de negocio en áreas conexas donde la unión de ambos grupos puede reportar importantes eficiencias y que resulta racional para ambas empresas, en idéntica línea estratégica a la de otras operaciones que se están produciendo a nivel internacional.
2. La complementariedad de los negocios de ambas empresas hace que el efecto horizontal de esta operación sea poco relevante. Se trata de una operación ante todo de naturaleza vertical y de conglomerado que, por ello, merece la presunción de la existencia de efectos positivos para la competencia, a diferencia de operaciones horizontales puras.

a. Mercados de gas

En relación a los mercados de gas, GAS NATURAL expone lo siguiente:

a.1. Aprovechamiento de gas:

1. No hay elementos que permitan concluir que de la operación se puedan derivar obstáculos para la competencia efectiva. La concentración no crea una empresa capacitada para limitar el acceso al gas de sus competidores o condicionar la conducta de los productores y suministradores mayoristas. Ni la empresa integrada podrá acaparar el gas existente y disponible ni tendrá influencia sobre el precio del gas, que se forma en el mercado internacional.
2. La operación no genera un riesgo de “efectos unilaterales”. La desaparición de ENDESA como operador independiente en el mercado no restringe la capacidad del resto de operadores de competir y de incrementar su oferta en el mercado, especialmente si tenemos en cuenta que se trata de un mercado global y que algunos de los competidores tienen una fortaleza muy superior a la que tendría el Nuevo Grupo.
3. Tampoco tiene influencia el supuesto “estrechamiento” del mercado fruto de la internalización de las compras de ENDESA. La capacidad de compra de

ENDESA no es lo suficientemente significativa como para alterar las condiciones de competencia.

4. La desaparición de ENDESA como operador independiente tampoco supone una reducción en los intercambios que pueda reducir la flexibilidad de la oferta hasta el punto que incremente los costes logísticos de terceros. Primero, los intercambios con ENDESA suponen una parte poco significativa del total. Segundo, su desaparición como operador independiente no significa que el volumen de gas correspondiente deje de ser susceptible de participar en los intercambios. Tercero, el aumento de la capacidad de regasificación previene el incremento de costes logísticos al que se alude.
5. Sobre las sugerencias de cesión a un tercero de los contratos de aprovisionamiento de gas inyectado a través del gasoducto del Magreb, GAS NATURAL manifiesta que la misma resulta de todo punto improcedente, ya que, si los remedios sólo deben contrarrestar los efectos de la operación en la medida en que supongan una amenaza para la competencia, la operación ni refuerza a GAS NATURAL en el aprovisionamiento de manera significativa ni impide el desarrollo de la competencia en un mercado que se encuentra claramente expuesto a presiones competitivas.
6. No puede pretenderse imponer a GAS NATURAL condiciones que afecten al contrato de aprovisionamiento de GAS NATURAL procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb sin tener en cuenta, como contrapartida, las obligaciones que dicho contrato conlleva con respecto al mercado regulado. En este sentido, se concluye en este escrito de alegaciones que expropiar a GAS NATURAL el derecho de aprovisionamiento sobre el Magreb y cedérselo a un tercero podría tener efectos contraproducentes para la oferta en el mercado español, ya que proporcionar a un operador cantidades de gas no previstas puede reducir su incentivo a introducir gas en España. También podría afectar al desarrollo del gasoducto del Medgaz.
7. Finalmente, cualquier modificación del *status* actual del contrato y de las condiciones de aprovisionamiento del mercado regulado daría a SONATRACH la oportunidad de ejercer su poder de mercado, renegociar los precios al alza o desviar suministro a otros destinos. No hay que olvidar que el productor argelino monopoliza el suministro de GAS NATURAL a través del gasoducto. En un contexto de demanda creciente y escasez de GAS NATURAL, condiciones como las propuestas le brindarían la oportunidad de ejercer su poder de mercado.

a.2. Suministro de gas a ciclos combinados:

1. En el contexto actual, la operación no alteraría las condiciones de competencia en el suministro a ciclos, ya que, conforme al escrito de la Notificante:
 - No introduce ningún cambio cualitativo, puesto que GAS NATURAL ya está presente en el suministro de gas a los ciclos a la vez que en la operación de los propios.
 - La operación no tiene efectos horizontales en el mercado del aprovisionamiento a ciclos puesto que ENDESA no es un competidor en el mismo, y GAS NATURAL ya está suministrando a los ciclos de ENDESA.
 - La posición de GAS NATURAL no es de dominio y en todo caso se reduce a medio plazo (por debajo del 30% en el 2008). La entidad resultante no tendría capacidad de elevar los precios del suministro de gas de los ciclos de terceros en el mercado

2. Respecto a la cuestión de si al internalizar el suministro a ENDESA, GAS NATURAL podría tener incentivos a desviar ese gas actualmente dirigido al abastecimiento a ciclos a otros mercados que le ofrezcan más rentabilidad, incrementando el coste de funcionamiento de sus centrales en el *pool*, GAS NATURAL señala que la entidad resultante no tendría ni el incentivo, ni la capacidad para llevar a cabo esta estrategia, ya que:
 - GAS NATURAL vende el gas a ENDESA a un precio similar al de su cesta de contratos.
 - ENDESA presenta en el medio plazo un déficit de gas para cubrir sus necesidades, lo que reducirá el incentivo de sacar gas al exterior.
 - El arbitraje entre el abastecimiento a ciclos y los mercados internacionales no resulta automático. Existen limitaciones de destino contractuales y logísticas que dificultan las operaciones de arbitraje gas-electricidad y el desvío de gas a otros destinos.
 - Existen restricciones económicas asociadas a que el precio de gas con destino a España conlleva unas fórmulas de precios muy diferentes a las fórmulas de venta en otros mercados.

- La operación y la entrada en funcionamiento de ciclos de propiedad diversa reducen el grado de concentración en las tecnologías que marcarán con más frecuencia precios en el *pool* (ciclos combinados y carbón). Los ciclos del Nuevo Grupo tendrán que competir por casar en el mercado frente a los del resto de competidores no suministrados por GAS NATURAL y frente al carbón de terceros. En estas condiciones, el incentivo a incrementar el coste y, consecuentemente, el precio de oferta de los ciclos del Nuevo Grupo en el *pool* se reduce considerablemente.

a.3. Comercialización de gas:

1. GAS NATURAL considera que la operación no obstaculiza la competencia en el mercado del suministro de gas a clientes finales.
2. La operación no supone la desaparición del competidor más agresivo.
3. Hay otros competidores de la misma entidad en el mercado, como BP o CEPSA. A ello hay que sumar que la entrada en funcionamiento de nuevos ciclos puede favorecer el desarrollo de la competencia.
4. La operación lleva aparejada la cesión de una cartera de clientes con un consumo de gas similar a la cuota que en la actualidad tiene ENDESA en este mercado, y de composición similar. Este compromiso permite la creación de un comercializador de la misma envergadura que ENDESA o, en su caso, el reforzamiento de uno de los ya existentes, habida cuenta de que se cedería la capacidad de acceso a las plantas de GNL y a la red de transporte firmada con ENAGAS asociada a dicha cartera de clientes, suministrando la entidad resultante, si fuese necesario, el gas asociado a los contratos de comercialización cedidos, durante el plazo remanente de vigencia de los mismos tal y como se establece en el plan de compromisos.
5. En las condiciones mencionadas, la operación no tiene por qué reducir el número de competidores en el mercado, ni mucho menos afectar a la intensidad de la competencia en el mismo. De hecho, unida a la desinversión en distribución, la operación facilita la creación de un competidor relevante.

6. A mayor abundamiento, GAS NATURAL considera que el compromiso de desinversión en distribución de gas favorece la consolidación de un distribuidor competidor sólido que coadyuve al desarrollo de las redes de distribución de gas.

b. Mercados de electricidad

Por lo que respecta a los mercados de electricidad, los argumentos de la Notificante pueden sistematizarse como sigue:

b.1. Generación eléctrica:

1. El carácter de operador mono-tecnología de GAS NATURAL constituye una limitación que no se puede superar por la vía del crecimiento interno, dadas las barreras que existen actualmente para acceder al resto de tecnologías. Por tanto, la Notificante estima que sólo puede alcanzar el objetivo de diversificar su *mix* mediante una operación de estas características.
2. GAS NATURAL entiende que para llevar a cabo la operación debería proceder a desinvertir una capacidad similar a la que aporta a la entidad resultante. Sin embargo, el plan de compromisos previsto va mucho más allá.
3. Como resultado de las desinversiones propuestas, la entidad resultante nacería con una capacidad inferior a la que actualmente tiene ENDESA. Al mismo tiempo, las desinversiones podrían contribuir a incrementar la competencia en generación eléctrica, esgrimiendo las siguientes razones:
 - La oferta de generación en 2008 estaría más fragmentada y el mercado será más competitivo. El IHH se reduciría entre 500 y 700 puntos en función de a quien vayan destinados los activos.
 - Las desinversiones permiten que en 2008 los índices de pivotalidad no aumenten con respecto a un escenario sin desinversiones y que, en cualquier caso, se sitúen por encima de 2.
 - La operación no conlleva un solapamiento significativo en el régimen especial dado que GAS NATURAL añade menos de un 1% a la cuota del 12% que actualmente tiene ENDESA.

- Según las propias estimaciones de la CNE, el margen de cobertura de la demanda en la punta del sistema aumenta claramente en el periodo 2005-2008.
 - Las desinversiones contribuyen a fragmentar la propiedad de los ciclos combinados y del carbón, que son las tecnologías que marcarán precio en el pool con más frecuencia
 - El mix de generación del Nuevo Grupo se aproximará más al mix tecnológico medio del sector, lo que unido al menor nivel de concentración de las tecnologías marginales tendrá un impacto positivo en la dinámica del mercado mayorista de electricidad, incrementando la intensidad competitiva frente a la situación actual y aumentando la presión a la baja en precios.
 - En el nuevo escenario también se reducirá el riesgo de efectos coordinados, por cuanto la fragmentación de la oferta es mayor, especialmente, en las tecnologías que marcan precio, dificultando supuestas retiradas coordinadas de capacidad.
4. No cabe hablar de que la operación tenga efecto sobre la solución de restricciones, dado el nuevo marco formativo, las desinversiones previstas y el incremento de capacidad esperado superior al de la demanda.
 5. La desinversión del sistema balear puede contribuir a mejorar la eficiencia de ambos sistemas insulares al sentarse las bases para que las autoridades utilicen de forma más activas sistemas de competencia referencial.

b.2. Comercialización de electricidad:

1. Entre 2001 y 2005, los dos principales agentes del mercado han visto reducir su participación a favor de otras comercializadoras, que han entrado en número muy elevado y muchas de las cuales carecen de redes de distribución alguna.
2. GAS NATURAL se ha comprometido a ceder una cartera de clientes con un consumo de electricidad similar a la cuota que actualmente tiene GAS NATURAL en este mercado, la cual tendrá una composición similar a la cartera de clientes que en la actualidad tiene ENDESA.

3. Así, no se produciría una reducción del número de competidores en un mercado donde la entrada no es un problema, ENDESA no es el líder y, además, ha venido perdiendo cuota en los últimos años de manera sostenida.

c. Solapamiento de redes

Una vez analizados los efectos de la operación en los mercados afectados, el escrito de alegaciones de GAS NATURAL analiza el alcance de los efectos que, en su opinión, pueden conllevar el solapamiento de redes en algunas zonas geográficas como consecuencia de la operación y los compromisos propuestos.

1. GAS NATURAL expone que los argumentos que hacen referencia a supuestos efectos negativos derivados del solapamiento de redes parten del presupuesto de que la titularidad y gestión de la red confieren a la comercializadora del grupo una ventaja competitiva la hora de captar clientes y fidelizarlos, generando barreras a la entrada y provocando que el competidor más cercano y creíble sea el titular de la “otra” red.
2. La notificante estima que tal presupuesto es erróneo, ya que:
 - Estos supuestos obstáculos no han impedido el desarrollo de la competencia en los mercados de la comercialización de gas y electricidad con la participación de operadores diversos y no sólo de aquellos que operan una red.
 - Los obstáculos a que se alude, cualquiera que sea su importancia, tienen una naturaleza regulatoria, y, como tales, sólo pueden tener una solución por la vía normativa.
 - Las Directivas 2003/53 y 2003/54, que España aún no ha transpuesto, contemplan medidas que profundizan en la separación entre distribución y comercialización y que contribuirían de manera definitiva solventar este tipo de problemas.
 - La afirmación de que la operación da lugar a la creación de "monopolios" territoriales no se sostiene. La actividad de distribución no se realiza en competencia y el cambio de titularidad en la red no altera este hecho. El distribuidor tiene un monopolio que se extiende al ámbito de su red, que no tiene por qué coincidir con la Comunidad autónoma o la provincia. El monopolio no es “mayor” por el hecho de unir dos redes.

- Aun asumiendo que, bajo el marco normativo actual, la red confiriese realmente capacidad de fidelizar clientes, no está claro que esta capacidad sea mayor por el hecho de tener una red más grande o dos redes solapadas.
 - Incluso asumiendo hipotéticamente un reforzamiento marginal de las barreras a la entrada y a la expansión de los competidores, hay que tener presente que se trata de barreras de tipo regulatorio. Las ofertas de la nueva empresa -como las de cualquier suministrador perteneciente a un grupo que opera una red- podrían ser replicables con el adecuado marco normativo.
 - Desde el punto de vista del consumidor, todo apunta a que en las actuales circunstancias el impacto del solapamiento resulta neutro o, incluso, positivo. Además del beneficio que pueda tener por las sinergias de costes que se le repercutan, puede obtener eficiencias directas por el lado de la demanda, derivados de factores tales como la reducción de sus costes de transacción.
 - Tampoco se puede sostener que la comercializadora de un operador solapado tenga necesariamente más capacidad de imponer condiciones sobre los consumidores que la que tienen las comercializadoras de dos operadores de red por separado, ya que los consumidores en ambos casos tienen alternativas válidas.
 - En todo caso, no se ha contrastado que el solapamiento de redes de distribución provoque ningún efecto adverso contrastado sobre el nivel de competencia en los mercados energéticos.
 - En el mercado español ya se gestionan redes de gas y electricidad de forma solapada en Aragón y Asturias y, en menor medida, en otras cuatro provincias, sin que ello haya perjudicado la competencia ni la liberalización del mercado.
 - La Comisión Europea ha reconocido que se debe permitir la existencia de distribuidores integrados de gas y electricidad, estableciendo en las Directivas antes citadas los mecanismos para garantizar que la gestión de estos negocios no supone una ventaja para la comercialización en el caso de operadores integrados.
3. GAS NATURAL considera que no sólo no hay base para sostener que el solapamiento de redes causa un perjuicio, sino que, al contrario, sí hay un

perjuicio cierto derivado de evitar el solapamiento y, en general, bloquear la operación en atención a este hipotético problema, puesto que se impediría la obtención de las sinergias que se derivan de ella y, en particular, de las economías de alcance derivadas de la gestión conjunta de las redes.

4. GAS NATURAL rechaza la medida propuesta por UNIÓN FENOSA consistente en proponer el solape de redes en "cada zona" o, alternativamente que se establezcan al menos dos distribuidores en "cada zona", considerando que no constituye sino una medida de alcance general cuyo diseño y ejecución precisa claramente de un consenso entre diferentes autoridades y operadores y un desarrollo normativo significativo y muy delicado de ejecutar.

5.3.2. Compromisos ofrecidos. Acuerdo con IBERDROLA

GAS NATURAL desarrolla ciertas cuestiones respecto del acuerdo con IBERDROLA y las condiciones que podrían adoptarse para una eventual aprobación de la concentración, suscitadas a propósito de las respuestas a la Nota Sucinta:

1. GAS NATURAL considera que el acuerdo es perfectamente lícito y ajustado a las mejores prácticas de remedios en operaciones de concentración y que su ejecución contribuiría a garantizar la competencia efectiva en los mercados relevantes. Sin perjuicio de ello, el notificante entiende que la aprobación de IBERDROLA como comprador adecuado y aceptable de los activos a los que se refiere el acuerdo no forma parte del acto administrativo que deberá adoptar el Gobierno respecto a esta operación.
2. En relación a las condiciones que pueden adoptarse conforme a la LDC, el notificante expresa que la mayor parte de las observaciones a la Nota Sucinta del Tribunal consideran que la operación puede aprobarse con la adopción de determinadas condiciones. En el marco de las mismas, GAS NATURAL recoge que la imposición de determinadas condiciones no va encaminada a proteger los intereses o expectativas de los competidores, sino a propiciar la defensa del mercado en su conjunto, siendo además la aprobación con condiciones más congruente con el principio de libertad de empresa que el rechazo frontal de la operación.
3. Las condiciones no pueden tender a intentar modificar el "*status quo previo a la concentración*". Es decir no pueden adoptarse condiciones de forma desconectada con los efectos de la operación en la competencia que se hayan demostrado. Las condiciones deben tender únicamente y exclusivamente a resolver los problemas de competencia derivados de la operación. En

particular, las condiciones no pueden convertirse en un mecanismo sustitutivo de la regulación de mercados.

4. Si el juicio de compatibilidad de una operación se relaciona con los efectos directos e inmediatos de la misma sobre la competencia, igualmente las condiciones que pueden adoptarse conforme al Artículo 17 LDC deben relacionarse única y exclusivamente con los problemas de competencia así demostrados. Por tanto, una autoridad de competencia no puede imponer condiciones a las partes de una operación que no se relacionen con los problemas de competencia que se derivan de la misma.
5. Los compromisos presentados por GAS NATURAL, a su juicio:
 - Facilitan el procedimiento de examen e incrementan la transparencia.
 - Cumplen el triple objetivo de salvaguardar la competencia efectiva, respetar la lógica económica inherente a la operación y ofrecer certeza (material y formal) a las autoridades de competencia respecto de su ejecución rápida, efectiva y útil.
 - Son suficientes, ya que obedecen a la filosofía de reducir la presencia del nuevo grupo en aquellos mercados o actividades en los que, como consecuencia de la operación, se refuerza un mínimo la presencia de una de las partes de manera que la competencia pueda verse afectada.
 - Son de fácil ejecución, en tanto que las condiciones propuestas pueden ser objeto de una rápida y eficaz implementación. El acuerdo con IBERDROLA antes mencionado tiene como propósito contribuir a este objetivo, puesto que supone disponer de un comprador solvente y cualificado para la compra de determinados activos.
 - Son efectivos. Se trata ante todo de compromisos de naturaleza estructural (desinversión) que son los preferidos por las mejores prácticas de remedios en operaciones de concentración por diversas autoridades de competencia.

GAS NATURAL concluye realizando unas reflexiones adicionales sobre los compromisos ofrecidos.

1. El notificante destaca la existencia de otros compromisos, como participaciones minoritarias en el capital de empresas competidoras, remedios de conducta relativos a las garantías de la separación entre actividades libres y reguladas, y remedios relacionados con la eficiencia que nace de la operación, como el compromiso de destinar a mayor inversión en calidad de redes las eficiencias que se deriven de la operación conjunta de redes de gas y electricidad.
2. GAS NATURAL expresa su intención de que el procedimiento de ejecución de los compromisos sea objetivo y transparente:

- Respecto a los activos a desinvertir GAS NATURAL considera que los mismos están bien identificados y no se relacionan con la operativa futura de la entidad integrada. Existirá por lo tanto una desvinculación jurídica y operativa real.
- El criterio a la hora de desinvertir los activos, independientemente de que efectivamente se lleve a cabo el acuerdo con IBERDROLA, debe ser que el activo permita al comprador competir de forma eficaz en el mercado y que sea objeto de desinversión con todos los elementos que permitan ese objetivo. En este aspecto el paquete de activos preparado por GAS NATURAL es perfectamente adecuado a ese objeto.
- En relación a la modalidad de desinversión de activos, GAS NATURAL considera que imponer como condición la subasta de los activos constituye una medida innecesaria, pues, no se pretende crear "dos" nuevos competidores, sino resolver las cuestiones de competencia que nacen de forma directa e inmediata de la operación.
- No es necesario en modo alguno retrasar la desinversión de los activos mediante la organización de una subasta que, por su naturaleza, será compleja de ejecutar. Por lo tanto el modelo de desinversión debe ser la venta por GAS NATURAL de los activos a compradores que estén sujetos a la aprobación previa de las autoridades de competencia y en un plazo determinado.
- El plazo de cesión de los activos debe ser razonable, si bien GAS NATURAL indica que también debe ser breve, permitiéndose la posibilidad de extensión del mismo por causa justificada. Dicho plazo en todo caso debe ser mantenido confidencial para evitar conductas oportunistas.
- Finalmente, GAS NATURAL muestra su absoluto rechazo a que los activos a desinvertir sean segregados previamente a su venta en una sociedad en cuya gestión participen las autoridades de competencia y regulatorias, por considerar dicha medida desproporcionada, imposible de ejecutar e innecesaria.

6. MERCADOS RELEVANTES

La definición del mercado relevante, desde la doble perspectiva del producto y área geográfica, tiene un significado esencial en el control de concentraciones.

Para conocer si una operación de concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva resulta necesario calcular el poder de mercado de las empresas participantes en la concentración y de la empresa o empresas resultantes en aquellos mercados donde desarrollan su actividad.

La definición del mercado o los mercados relevantes permiten al Tribunal, y en general a las autoridades de defensa de la competencia, identificar a los competidores de las empresas partícipes en la operación. De este modo, se puede analizar el poder de mercado determinando las posibles restricciones que los competidores imponen al comportamiento autónomo de la empresa notificante, limitando, en definitiva, su capacidad de actuar con independencia de las presiones de la competencia efectiva.

En los análisis de concentraciones, una primera aproximación a la determinación del poder de mercado se realiza, tradicionalmente, analizando las cuotas de participación en los mercados relevantes tanto en cantidades como en valor, es decir, tanto en unidades físicas como en volumen de facturación de las empresas.

Las características técnicas de los sectores eléctrico y del gas, las necesidades regulatorias e informacionales de la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de los diversos operadores REE, OMEL y ENAGAS, posibilitan la existencia de numerosas bases de datos sobre dichas actividades con información relevante, detallada y muy actualizada.

En el presente informe, dicha disponibilidad ha permitido realizar el estudio con numerosos indicadores cuantitativos, en ocasiones provenientes simultáneamente de varias fuentes. El Tribunal ha optado, por motivos de disponibilidad de datos y homogeneidad en el análisis, emplear generalmente variables de volumen (entre otros, potencia instalada, energía vendida, kilómetros de red o gasoducto). Adicionalmente, el Tribunal ha acudido, cuando ha sido necesario, a indicadores cualitativos que puedan mejorar el conocimiento y percepción de ambos sectores. En el estudio de cada uno de los mercados se irán especificando las fuentes empleadas.

Por otro lado, el Tribunal considera necesario subrayar que el cálculo de las cuotas de mercado tiene un carácter instrumental, siendo el objetivo de este ejercicio la estimación del poder de mercado¹⁹ de la empresa o empresas participantes en la operación de concentración para, posteriormente, apreciar si el proyecto u operación de concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado²⁰.

Al estudiar los sectores de la electricidad y del gas, el empleo de las cuotas de las respectivas empresas para calcular el poder de mercado, debe complementarse, en el presente caso, con el análisis de los incentivos de los oferentes a concurrir²¹, la sensibilidad de la cantidad de energía demandada ante alteraciones de precios²² y el estudio de la capacidad de los competidores reales o potenciales para contribuir efectivamente a la oferta.

6.1. Mercados de producto

A los efectos de este informe, puede considerarse que el sector del gas natural, comprende las diversas actividades económicas destinadas al suministro de gas natural²³, consistentes en su exploración y producción, aprovisionamiento (generalmente por importación), transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y

¹⁹ En Teoría económica, el indicador fundamental del ejercicio del poder de mercado es el margen precio-coste marginal que mide la diferencia entre los precios de mercado y los costes marginales. Habitualmente, este margen se mide a través del Índice de Lerner ((precio-coste marginal)/precio). Debido a que los costes marginales suelen ser información privada de las empresas y a las dificultades informativas para la obtención de los mismos, las autoridades de defensa de la competencia acuden a indicadores como el Índice Herfindahl-Hirschmann (IHH) que mide la concentración de la oferta, variable frecuentemente correlacionada con el poder de mercado. Adicionalmente, bajo ciertas hipótesis (fundamentalmente costes marginales constantes e inexistencia de limitaciones de capacidad), puede demostrarse que el IHH dividido entre la elasticidad de la demanda es igual a los índices de Lerner en el equilibrio de Cournot. *Vid. TIROLE, The Theory of Industrial Organization*, páginas 221-223.

²⁰ *Vid.* art. 16.1 Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.

²¹ Por ejemplo, en la generación, la oferta del sector eléctrico en los diversos mercados europeos está compuesta por una variedad de empresas que incluye sociedades de muy diversos tamaños, públicas o privadas, de capital autóctono o filiales de operadores extranjeros, verticalmente integradas o que sólo operan en esta fase del valor añadido y sin que tengan obligada presencia en el sector del gas. Los incentivos de las diferentes unidades son, de hecho, muy diferentes y afectan al ejercicio del poder de mercado. En consecuencia, en el presente caso, deben considerarse especialmente los posibles comportamientos estratégicos (generalmente compitiendo en capacidades, a la Cournot-Nash).

²² Es decir, la elasticidad precio de la demanda o, aproximadamente, en valor absoluto, la variación porcentual de la demanda dividido por la variación porcentual del precio.

²³ Durante 2004 el consumo final de gas fue de 16.812 (Ktep), un 7,8% superior al de 2003, alcanzando en 2004 el 16,1% en la estructura del consumo de energía final. *Vid. La Energía en España 2004*, Dirección General de Política Energética y Minas, Secretaría General de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

técnica del sistema gasista. Por su parte, el sector eléctrico comprende el conjunto de actividades económicas destinadas al suministro de energía eléctrica²⁴, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

Con carácter general, ambas energías tienen dos funciones económicas fundamentales:

- Son *inputs* esenciales para el funcionamiento de otros sectores de la industria, repercutiendo el progreso técnico de ambos sectores sobre la evolución de las distintas ramas de la producción y siendo sus precios factores decisivos para la competitividad de la economía.
- Son un bien de consumo final, con una reducida elasticidad precio de la demanda, destinado por las unidades domésticas y las pequeñas y medianas empresas a la satisfacción de diversas necesidades básicas, destacando la iluminación (en la actualidad, en el caso de la electricidad²⁵), la calefacción y el funcionamiento de electrodomésticos y maquinaria de oficina.

Adicionalmente, el Tribunal reconoce que el gas natural²⁶, tiene otra función económica específica al emplearse como *input* para la generación de energía eléctrica. En este contexto, esa relación entre el gas y la electricidad merece una atención especial por las posibilidades que ofrecen las últimas tecnologías de generación presentes en el mercado (Centrales de Gas de Ciclo Combinado, en adelante, CGCC²⁷) en términos de tamaño de planta óptima (inexistencia de monopolio natural), flexibilidad (parada y puesta en funcionamiento con rapidez y ventaja de costes²⁸ respecto al resto de las tecnologías de vapor), eficiencia²⁹

²⁴ El consumo de electricidad en España para usos finales en 2004 fue de 230.669 GWh, que equivalen a 19.838 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep) con un incremento del 4,2% respecto al consumo del año anterior. Dicho consumo equivale al 19,0% en la estructura del consumo de energía final. *Vid. La Energía en España 2004*, Dirección General de Política Energética y Minas, Secretaría General de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

²⁵ Durante el siglo XIX el gas natural fue utilizado casi exclusivamente para iluminación (Fredonia, Nueva York, contaba con un sistema de iluminación por gas natural ya en 1821). Entre 1870 y 1914 la introducción de la electricidad en el mercado concluyó con la práctica desaparición del empleo del gas (y de otros combustibles, como el queroseno) para este uso económico.

²⁶ Aunque diversos hidrocarburos (sólidos, líquidos y gaseosos) sean utilizados como *input* para la generación de energía eléctrica, el gas natural tiene un carácter estratégico, tanto por su volumen actual, como por las previsiones de crecimiento asociadas a la progresiva entrada en funcionamiento de nuevas Centrales de Gas de Ciclo Combinado (CGCC).

²⁷ En inglés, *Combined-Cycle Gas Turbine* o CCGT.

²⁸ Esta rapidez y ventaja de costes de las CGCC se da respecto al resto de las tecnologías térmicas, no así respecto a la hidrológica.

²⁹ La tecnología de CGCC permite generar, a partir de cierta cantidad de energía proveniente del gas natural, aproximadamente 40% más MWh que a partir de esa misma cantidad de energía proveniente

(pérdidas relativamente reducidas en el proceso de generación de energía) e impacto medioambiental (menores emisiones contaminantes).

Así mismo, también debe destacarse la tendencia creciente a que las empresas que operan en alguno de estos sectores ofrezcan gas y electricidad conjuntamente (ofertas duales), especialmente en el segmento doméstico, dentro de una estrategia de expansión y captación de clientes en los mercados liberalizados. El Tribunal estudiará las implicaciones que dichas vinculaciones puedan tener desde el punto de vista de la competencia en la operación analizada.

Para la delimitación del mercado de producto a efectos de defensa de la competencia, el criterio generalmente adoptado por las autoridades de competencia y, específicamente, por este Tribunal, es el análisis de la sustituibilidad de la demanda a partir del tipo de producto que venden las empresas afectadas, complementando en su caso este análisis con la posibilidad de sustituibilidad de la oferta y la competencia potencial³⁰.

El Tribunal, en coincidencia con la Comisión Europea³¹, viene considerando consistentemente³² que, en términos de competencia, el gas natural se encuentra en un mercado de producto distinto del de otras fuentes de energía como el petróleo³³, los gases licuados del petróleo³⁴, (en adelante, GLP) y la electricidad, debido a los siguientes motivos:

- Desde la perspectiva de la demanda, las posibilidades de sustitución existentes entre ambas fuentes de energía son reducidas en la actualidad y en el futuro previsible, fundamentalmente debido a:

de carbón o fuel en una planta de generación de electricidad de última tecnología. *Vid.* WOLAK, *Liquefied Natural Gas (LNG) Is Essential to California's Energy Future*, Stanford Institute for Economic Policy Research. ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/lng_for_cal.pdf.

³⁰ Comunicación de la Comisión Europea sobre la definición del mercado relevante en referencia a la legislación de competencia comunitaria, DO OJ C 372 de 9/12/1997.

³¹ Respecto al gas y la electricidad como productos de mercados separados, *Vid.*, entre otros, los casos de la Comisión Europea M.493 TRACTEBEL/DISTRIGAZ II, M.568 EDF/EDISON-ISE, M.931 NESTE/IVO, M.1190 AMOCO/REPSOL/IBERDROLA/ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, M.3440 ENI/EDP/GDP y M.3448 EPD/HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO.

³² *Vid.* Expedientes de concentración económica C38/99 ENDESA/GAS NATURAL, C54/00 UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO, C60/00 ENDESA/IBERDROLA y C77/02 IBERENOVA/GAMESA. www.tdcompetencia.es

³³ Respecto al petróleo, *Vid.* entre otros, M.116 KELT/AMERICAN EXPRESS, M.1200, ARCO/UNION TEXAS, M.1573, NORSK HYDRO/SAGA.

³⁴ En lo que concierne a GLP, *Vid.* entre otros, M.1628 TOTALFINA/ELF y M.3664 REPSOL BUTANO/SHELL GAS (LPG).

- El limitado número de usos para el que existe posibilidad efectiva de sustitución³⁵.
 - Los elevados costes de inversión en nuevo equipo en los que incurriría el consumidor doméstico o la empresa consumidora que deseara cambiar entre estas fuentes de energía.
 - Las elasticidades precio de la demanda de ambos productos, siendo ambas muy reducidas a corto plazo, se estiman superiores en el gas natural³⁶.
 - La infraestructura de gas natural no tiene, en la actualidad, un pleno desarrollo en España, limitando aún más la posibilidad de elección de los consumidores.
- Por el lado de la oferta, la electricidad y el gas difieren en el modo de obtención (el gas en yacimientos y la electricidad en instalaciones construidas al efecto), las características de sus instalaciones, la posibilidad de almacenamiento (el gas es almacenable, la electricidad no), los medios de transporte (gasoductos o buques metaneros, frente a redes de tensión) o los cauces de distribución. Adicionalmente, no existe en España identidad suficiente entre las empresas oferentes de ambos productos.

En definitiva, atendiendo a los productos y servicios que los consumidores típicos pueden considerar como sustitutivos debido a las características intrínsecas de éstos,

³⁵ En lo que se refiere a la sustituibilidad tecnológica entre gas natural y electricidad en el consumo doméstico suele destacarse la calefacción, sin embargo, aunque las posibilidades de competencia podrían incrementarse en el futuro, la introducción del gas natural se ha realizado principalmente en sustitución de otros tipos de gas como propano, butano o gas ciudad. En el consumo industrial, dicha sustituibilidad no sólo es económicamente insuficiente para considerar ambos productos pertenecientes al mismo mercado, sino que en ocasiones no es técnicamente posible. Así, la elaboración de aluminio a partir de la alúmina se lleva a cabo mediante el proceso de electrólisis, proceso que no puede ser realizado ni con gas ni con otras fuentes energéticas y, en general, este condicionante afecta a una parte importante de la industria siderúrgica y de la industria no férrea. En el otro extremo, en la industria cerámica y azulejera, o de fertilizantes, el gas es el material energético adecuado y no la electricidad. *Vid.* C60/00 ENDESA/IBERDROLA.

³⁶ Con independencia de las cifras exactas, existe consenso en la literatura económica de que las elasticidades precio a corto plazo de la electricidad y el gas son inferiores a la unidad, permitiendo que reducciones de la capacidad produzcan incrementos más que proporcionales en el precio, originando, en consecuencia, mayores ingresos. Adicionalmente, la incapacidad para almacenar electricidad es uno de los factores fundamentales que explican porqué la elasticidad precio a corto plazo de la electricidad es inferior a la del gas (en el límite, la elasticidad precio de la demanda en el mercado eléctrico de solución de restricciones técnicas sería cero). Por otro lado, respecto a las elasticidades precio de la demanda de electricidad y gas a largo plazo, pueden citarse para el suministro eléctrico residencial e industrial las estimaciones de 1,19 y 1,16 de LIN *et al.* Las estimaciones de estos mismos autores para las elasticidades precio a largo plazo de la demanda de gas natural residencial e industrial se elevarían a 1,22 y 1,80. *Vid.* LIN, *et al.* *The Demand for Natural Gas, Electricity and Heating Oil in the United States*, 1987. *Resources and Energy*, 9, pág. 233–258. Estas estimaciones son coherentes con la Teoría económica que prevé una mayor elasticidad precio de la demanda a largo plazo, aunque en términos relativos sigan siendo cifras reducidas para ambos productos.

sus precios y sus usos habituales, se puede indicar que el sector del gas se configura en mercados de productos separados de los mercados de electricidad. La sustituibilidad actual entre ambas energías por el lado de la demanda no es lo suficientemente elevada para considerar que ambos productos se encuentran en el mismo mercado, no existiendo elementos de oferta que alteren suficientemente dicha conclusión. Por otro lado, el hecho de que el gas natural se utilice como *input* de importancia rápidamente creciente en la generación de electricidad, es un elemento estratégico a tener en cuenta en la evaluación de los efectos de la operación sobre la competencia efectiva, pero no puede ser, ni económica ni jurídicamente, un elemento delimitador del mercado.

6.1.1. Mercados de gas

Dentro del sector del gas, el Tribunal ha considerado en expedientes de concentración previos³⁷ la existencia de diversos mercados. Así mismo, la Comisión Europea en distintas decisiones³⁸ ha distinguido diferentes mercados de producto en dicho sector.

Según el marco jurídico establecido por la Ley 34/98 del Sector de Hidrocarburos³⁹ (en adelante LSH) se puede considerar que el sector del gas⁴⁰ comprende las siguientes actividades:

- Exploración y producción de gas natural. Esta actividad se realiza en el país de origen del hidrocarburo y consiste en la exploración, investigación y explotación de yacimientos. Se trata de una actividad muy escasa en España, que se concentra en pequeños yacimientos situados en el suroeste de la Península⁴¹,

³⁷ Entre otros, expedientes de concentración económica C38/99 ENDESA/GAS NATURAL, C39/99 BANCO SANTANDER/BANCO CENTRAL HISPANO, C54/00 UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO, C60/00 ENDESA/IBERDROLA y C77/02 IBERENNOVA/GAMESA.

³⁸ Entre los precedentes más recientes de la Comisión Europea pueden indicarse los casos M.3410 TOTAL/GAZ DE FRANCE, M.3440 ENI/EDP/GDP y M.3448 EDP/HIDROELECTRICA DE CANTABRICO.

³⁹ Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. (BOE 08/10/1998).

⁴⁰ El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano en proporción no inferior al 70%. La principal característica del gas natural radica en que, debido a su mayoritario contenido en metano, y puesto que este compuesto presente el mayor ratio H/C de entre todos los hidrocarburos (4 frente a 3 del etano, 2,67 del propano y 2,5 del butano), produce en su combustión una menor proporción de CO y CO₂.

⁴¹ El yacimiento submarino de Poseidón (frente a la costa de Cádiz) y Marismas, Palancares, Las Barreras, El Romeral y El Ruedo en el Valle del Guadalquivir. En los doce últimos meses la producción de gas natural en España presenta un descenso del 46,5%, respecto del año móvil precedente, para un total de 2.241 GWh. *Vid. Boletín Estadístico de Hidrocarburos*. Agosto 2005. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y CORES. De hecho, los yacimientos de Marismas y Palancares, en el Valle del

de tal forma que el gas natural que se consume en España procede en más de un 97,0% de yacimientos situados en el extranjero. Dicha actividad no se analizará en la presente operación de concentración al no operar ENDESA ni GAS NATURAL en esta fase del proceso productivo, no procediendo una delimitación más detallada.

- Aprovisionamiento de gas en el exterior e importación del mismo: En aquellos países como España, en los que la producción es insuficiente para atender las necesidades de la demanda, el aprovisionamiento de gas se hace fundamentalmente a través de gasoductos internacionales⁴² y de buques metaneros, que transportan el gas natural licuado⁴³ (en adelante, GNL) hasta las terminales de regasificación existentes⁴⁴. Esta actividad se analizará en la presente operación de concentración.
- Transporte. Una vez en el país de destino (y una vez regasificado, si el gas ha sido transportado en un buque metanero), el gas pasa a la red básica de transporte y almacenamiento o red de transporte de alta presión. Esta actividad se analizará en la presente operación de concentración.
- Distribución. Desde las infraestructuras de alta presión, se hace llegar el gas a los puntos de consumo a través de las instalaciones de transporte de media y baja presión, esto es, las redes de distribución. Los distribuidores son los titulares de instalaciones de distribución que tienen la función de distribuir el gas natural por canalización, así como construir, mantener y operar

Guadalquivir, se encuentran en vías de agotamiento y se reconvertirán próximamente en almacenamientos subterráneos.

⁴² Hasta el año 1993 los aprovisionamientos a la Península se realizaban mediante buques metaneros que transportaban el gas natural previamente licuado en origen (GNL). En 1993 comenzó la importación de gas natural en estado gaseoso (GN) desde Noruega a través del gasoducto Lacq-Calahorra, que conecta la red española con la francesa. A finales de 1996 se inauguró el gasoducto de Magreb-Europa, que conecta la red española con el yacimiento de Hassi R'Mel en Argelia, a través del Estrecho de Gibraltar.

En la actualidad existen cuatro puntos de conexión internacional de la península por gasoducto: uno con Marruecos (gasoducto Magreb-Europa, por el que se transporta el gas procedente de Argelia), otro con Francia (gasoducto Lacq-Calahorra, que conecta la red española con la francesa y por el que se transporta el gas procedente de Noruega) y dos puntos de conexión con Portugal, en Badajoz y Tui (Pontevedra).

⁴³ El gas natural se enfría a una temperatura de -161° C (-256° F) creando, de esta manera, el GNL. Al condensar el gas natural en un líquido criogénico, su volumen se reduce 1/600 del espacio que ocupa en estado gaseoso, lo cual permite que se almacene y transporte de manera segura y eficiente a través de largas distancias. El GNL es inodoro, incoloro, no corrosivo y no tóxico. (aunque, por razones de seguridad, se le añadan agentes químicos que pueden dar color y olor para detectar posibles fugas).

⁴⁴ Actualmente, en España existen cuatro plantas de regasificación en funcionamiento ubicadas en Barcelona, Huelva, Cartagena y Bilbao.

instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo. Los distribuidores facilitan el gas natural a los clientes finales que elijen suministrarse a tarifa. Esta actividad se analizará en la presente operación de concentración.

- Comercialización o suministro de mercado. Los comercializadores son las sociedades mercantiles que adquieren gas natural para su venta a los consumidores finales⁴⁵ o a otros comercializadores. Esta actividad se analizará en la presente operación de concentración.

El Tribunal ha indicado en otras ocasiones⁴⁶, de forma coincidente con la Comisión Europea, la pertinencia de segmentar un concepto general, en este caso el sector del gas, en tantas categorías como las mencionadas en una disposición normativa que regule el sector, siempre que dicha segmentación sea compatible con la delimitación del mercado de producto o servicio atendiendo al análisis de la sustituibilidad de la demanda.

En el caso actual, se considera que las actividades de aprovisionamiento, transporte, distribución y suministro de gas natural cubren unas necesidades específicas y distintas, teniendo características, precios y utilidades diferenciadas, que limitan su sustitución desde el punto de vista de la demanda en medida suficiente para configurar mercados de productos separados.

6.1.1.1. Mercado de aprovisionamiento

El Tribunal, como ya se ha determinado en diversos precedentes⁴⁷, coincide con la Comisión Europea⁴⁸ y el Servicio en que el aprovisionamiento de gas constituye un mercado separado.

El aprovisionamiento comprende la adquisición y realización de las actividades necesarias para situar el gas en el territorio en el que va a ser consumido, siendo especialmente trascendente la importación, así como las actividades de *midstream*⁴⁹.

⁴⁵ Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores en España son cualificados. *Vid.* Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

⁴⁶ *Vid.* entre otros, C38/99 ENDESA/GAS NATURAL, C54/00 UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO, C88/05 SHELL ESPAÑA/CEPSA y C89/05 IGUALATORIOS MÉDICOS. www.tdcompetencia.es.

⁴⁷ Ver, por todos, C38/99 ENDESA/GAS NATURAL.

⁴⁸ *Vid.* M.493, TRACTEBEL/DISTRIGAZ II, M.1200, ARCO/UNION TEXAS, M.1573, NORSK HYDRO / SAGA y M.3410 TOTAL/GDF

En España, se trata de una actividad mayorista realizada fundamentalmente por los importadores debido a la escasa producción nacional (inferior al 3% del consumo). Los importadores adquieren gas de los productores extranjeros para su venta a otros operadores del mismo o diferente grupo empresarial, que, a su vez, se lo venderán, en su caso, a los consumidores finales.

El Tribunal considera que los oferentes principales son los importadores y, en mucha menor medida, los productores nacionales de gas, mientras que los demandantes son los operadores presentes en el suministro de gas a consumidores finales.

6.1.1.2. Mercado de transporte

La LSH, en su artículo 59, establece que la red básica de gas natural está integrada por:

- Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión⁵⁰.
- Las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural.
- Los almacenamientos estratégicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista.
- Las conexiones de la red básica con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos.
- Las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas o con yacimientos en el exterior.

Así mismo, la legislación considera como redes de transporte secundario aquellos gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 16 y 60 bares.

Los transportistas, son los titulares de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte⁵¹ o de almacenamiento de gas natural.

Desde el punto de vista de la competencia, las plantas de regasificación y los gasoductos internacionales constituyen activos imprescindibles⁵² para la importación

⁴⁹ Las actividades de *midstream* consisten fundamentalmente en la licuefacción en el puerto de origen, el transporte en buques metaneros, el *trading* internacional y la entrega en las plantas de regasificación del GNL.

⁵⁰ Aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares.

⁵¹ El desarrollo y ampliación de la red de transporte, básica y secundaria, es responsabilidad de los transportistas. *Vid.* artículo 66.2 LSH.

de gas, líquido o gaseoso⁵³, y su entrada en la red nacional de transporte y almacenamiento.

A pesar de la posible diferencia de costes entre la importación de GN y GNL⁵⁴, desde el punto de vista de la demanda ambas alternativas deben considerarse sustitutivas, prueba de ello son las numerosas peticiones de acceso de terceros a las redes (en adelante, ATR) en las que se solicita capacidad de transporte y regasificación de modo indistinto⁵⁵.

Este Tribunal, considera por estos motivos, en línea con anteriores decisiones de la Comisión⁵⁶ y del Servicio⁵⁷, que las infraestructuras de importación de gas, gasoductos y plantas de regasificación, constituyen un mercado separado de la red gasista nacional. Por otro lado, no se considera necesario, en la presente operación de concentración, delimitar con mayor precisión si el almacenamiento de gas natural pudiese constituir un mercado separado.

6.1.1.3. Mercado de distribución

La LSH establece en su artículo 59.4 que las redes de distribución 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 o de transporte secundario.

⁵² De hecho, debe recordarse que la LSH en su artículo 60 indica que, entre otras, la regasificación y el transporte tienen carácter de actividades reguladas.

⁵³ Éstas son las dos posibilidades técnicas de introducción de gas natural en el sistema. La opción entre ambas depende de criterios como el lugar de origen del gas, las características de los contratos de aprovisionamiento, la facilidad de acceso a flotas de metaneros y, particularmente, la disponibilidad de capacidad de canalización en los gasoductos internacionales y plantas de regasificación.

⁵⁴ En general dicha función de costes es monótonamente creciente con la distancia del punto de aprovisionamiento, existiendo teóricamente una distancia (en la actualidad aproximadamente 1.000 Km) a partir de la cual el coste unitario del gas licuado importado (GNL) es más reducido que el del gas importado por gasoducto (GN). Dicha distancia teórica que debería determinar la elección de una u otra tecnología es matizada en la práctica por otras consideraciones de los importadores, en especial, la seguridad de suministro y la estacionalidad del consumo de gas.

⁵⁵ Además, puede recordarse que la LSH establece en su artículo 68 las mismas obligaciones para los titulares de autorizaciones para la regasificación y transporte.

⁵⁶ *Vid.* Casos de la Comisión M.493 TRACTEBEL / DISTRIGAZ II, 1190 AMOCO / REPSOL / IBERDROLA / ENTE VASCO DE LA ENERGIA, M.1673 VEBA/VIAG, M.2791 GAZ DE FRANCE / RUHRGAS/ SLOVENSKY y M.3410 TOTAL/GAZ DE FRANCE debe notarse en este último caso que la Comisión considera que, en Francia, "le marché du transport de gaz naturel via des gazoducs de haute pression constitue un marché de produit distinct".

⁵⁷ *Vid.* N-271 PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO

La distribución tienen carácter de actividad regulada⁵⁸, cuyo régimen económico y de funcionamiento se debe ajustar a lo previsto en la legislación.

Los distribuidores tienen la función de distribuir el gas natural por canalización. Son titulares, construyen, mantienen y operan las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo y suministran gas a los clientes a tarifa.

De acuerdo con el artículo 74 de la LSH, entre sus obligaciones destacan el suministro a tarifa a todo peticionario del mismo y la ampliación de su red a todo abonado que lo solicite, siempre que exista capacidad para ello y que el lugar donde deba efectuarse la entrega del gas se encuentre dentro del ámbito geográfico de la autorización, suscribiendo al efecto la correspondiente póliza de abono o, en su caso, contrato de suministro, así como la adquisición de gas necesaria para realizar el suministro.

En cuanto a sus derechos, cabe destacar la adquisición de gas del transportista a cuya red estén conectados al precio de cesión que se fije atendiendo a los criterios establecidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio así como el cobro de las tarifas por el suministro, fijadas también administrativamente.

En conclusión, el Tribunal considera que la actividad de distribución de gas natural constituyen un mercado de producto separado que debe analizarse en la presente operación de concentración.

6.1.1.4. Mercado de suministro a clientes finales

Atendiendo a las actividades de las empresas GAS NATURAL y ENDESA, el Tribunal, coincidiendo con el Servicio, aprecia que el mercado de suministro de gas natural a clientes finales se configura como un mercado afectado por la presente operación de concentración.

En España, el suministro o venta de gas a consumidores industriales y domésticos, se ha venido considerando compuesto por dos mercados de producto separados: la distribución a tarifa y la comercialización a precio libre. Sin embargo, con posterioridad al Real Decreto-Ley 6/2000, ya se avanzaban en distintos informes del procedimiento de control de concentraciones los efectos que sobre la delimitación de los mercados podría tener la libertad de elección de suministrador⁵⁹.

⁵⁸ Vid. artículo 60.1 segundo párrafo de la LSH.

⁵⁹ Así, por ejemplo, antes del 1 de enero 2003, aunque referido al sector eléctrico, pueden comprobarse los expedientes C66/01 IBERDROLA / BERRUEZA Y OTRAS y, especialmente, C60/00

El Tribunal, en este respecto, conviene con la Comisión Europea⁶⁰ en la necesidad de considerar la situación de apertura, actual o prevista, al definir los mercados de producto en el control de concentraciones. De esta forma, en el caso analizado, dicha delimitación podría variar en función de los avances logrados en la liberalización del sector gasista.

A nivel europeo, el avance en la liberalización del sector gasista ha permitido que en los últimos años los consumidores comunitarios hayan adquirido progresivamente la condición de cualificados, de modo que pueden elegir entre adquirir gas a tarifa a su distribuidor o bien contratarlo con un comercializador en condiciones libremente pactadas⁶¹.

En particular, en España, desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores tienen la condición de cualificados⁶². En el caso del gas, esta situación de apertura no se limita a ser una previsión, sino que las cifras de la Secretaría General de la Energía indican que de los 318.800 GWh de gas natural consumidos en el año 2004, aproximadamente el 20% correspondieron a suministros a tarifa, mientras que el 80% restante fueron consumos en el mercado libre. Esto supone un incremento de 10 puntos porcentuales respecto al porcentaje de consumos en el mercado libre del año 2003 y de 25 puntos porcentuales respecto a 2002.

ENDESA/IBERDROLA, que indica: “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”.

⁶⁰ Vid. Casos de la Comisión M.2684 ENBW/EDP/CAJASTUR/HIDROCANTABRICO y M.3440 ENI/EDP/GDP. En este último la Comisión indica “According to previous Commission decisions, the definition of the relevant product market(s) must take into account the existing and foreseen degree of opening thereof”.

⁶¹ La Comisión indica en el caso M.3448 EDP/HIDROELECTRICA DE CANTABRICO que “Following market opening, all consumers have the possibility to choose between acquiring gas from distributors (regulated activity with suppliers operating at local level) or in the opened market (commercialisation with suppliers operating at national level). Having regard to the above, even that legal and technical developments are still needed to consider the market as fully opened, it can be considered that distributors compete with companies active in the opened market. Accordingly, in the future the distinction between distribution and commercialisation activities will become increasingly blurred.”

⁶² Vid. Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

Cuadro nº 3												
CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL EN ESPAÑA (TWh y %)												
	2000		2001		2002		2003		2004		Oct-04/ Sep05	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Tarifa	179,0	91,0%	131,4	62,0%	106,6	44,0%	82,2	29,9%	62,9	19,7%	61,9	17,0%
Libre	17,7	9,0%	80,6	38,0%	135,7	56,0%	192,4	70,1%	255,9	80,3%	303,5	83,0%
TOTAL	196,7	100%	212,0	100%	242,3	100%	274,6	100%	318,8	100%	365,5	100%

Fuente: Secretaría General de la Energía. Dirección General de Política Energética y Minas y elaboración propia.

En consecuencia, a los efectos de la presente operación, el Tribunal considerará que las ventas a tarifa de gas natural y las ventas a precio libre forman parte del mismo mercado de producto, con independencia de que, atendiendo a las características de la demanda, deban delimitarse a continuación diferentes mercados en el suministro de gas natural a clientes finales.

El Tribunal, coincidiendo con el análisis de la Comisión en casos similares, estima que las características del suministro varían sustancialmente en función del tipo de cliente al que se dirija. En atención al diferente volumen de consumo, patrones y necesidades de la demanda, tipo de contrato, relación con el cliente, márgenes comerciales y tasas de crecimiento de la demanda, debe distinguirse el suministro a grandes clientes, el suministro a clientes domésticos y PYMES y el suministro para generación eléctrica.

En opinión de este Tribunal esta diferenciación entre consumidores se corresponde en mayor medida con la existencia de mercados separados que con el mecanismo habitual de la discriminación de precios⁶³; entre otros motivos, por los distintos empleos que los diferentes grupos de consumidores planean dar al producto y debido a que algunos de los demandantes están capacitados⁶⁴ para revender el producto⁶⁵.

Adicionalmente, por el lado de la oferta, no hay suficiente coincidencia en la identidad de las empresas en los diversos mercados: en el aprovisionamiento a grandes

⁶³ En su sentido económico, no refiriéndose el Tribunal en este párrafo al sentido jurídico de “aplicación, en las relaciones comerciales o de servicio, de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes” recogido en la Ley 16/1989.

⁶⁴ Así se ha indicado por GAS NATURAL respecto, entre otros, al contrato de suministro de las centrales de ciclo combinado de ENDESA.

⁶⁵ En Teoría Económica, para que la discriminación de precios sea posible es necesario que los consumidores sean diferenciables individualmente o en grupos, que sea imposible revender el servicio entre los grupos y que las elasticidades precio de los diversos grupos sean distintos. Al menos la imposibilidad de revender el producto no se da en el caso presente.

clientes suelen competir grupos energéticos internacionales, mientras que las empresas eléctricas están cada vez más activas en el aprovisionamiento directo de gas para sus CGCC⁶⁶, entrando como oferentes en otros mercados de suministro. Su consideración como mercados separados aporta, en consecuencia, ventajas adicionales en la identificación de los competidores capaces de restringir el comportamiento del notificante y de evitar que éste actúe con independencia de las presiones de una competencia efectiva; identificación que constituye el objetivo fundamental de la delimitación de mercados⁶⁷.

En conclusión, atendiendo a la situación actual del mercado, el Tribunal considera necesario definir los siguientes mercados de producto diferenciados dentro de la actividad de suministro de gas natural:

- Suministro a clientes domésticos y PYMES.
- Suministro a grandes clientes.
- Suministro para generación eléctrica.

a. Suministro a clientes domésticos y PYMES

El Tribunal considera, de forma coincidente con la Comisión Europea⁶⁸ y el Servicio, que el gas suministrado a clientes domésticos y PYMES constituye un mercado diferenciado de los otros mercados de suministro de gas natural por las siguientes razones:

- La utilización del producto por este grupo de consumidores es diferente de los otros mercados de suministro, destacando especialmente el empleo del gas para calefacción.
- La cantidad de gas que consumen los clientes domésticos y PYMES individualmente es de mucha menor entidad que la consumida, de media, por los clientes industriales y CGCC.
- Los clientes domésticos y PYMES tienen un patrón de consumo de gas caracterizado por su mayor estacionalidad, en comparación con los otros consumidores. En general, esta estacionalidad se ve reflejada en unos consumos muy superiores durante el invierno, dependiendo especialmente de la temperatura.

⁶⁶ Por ejemplo, UNION FENOSA ha iniciado su aprovisionamiento de GNL procedente de Egipto.

⁶⁷ *Vid.* Comunicación de la Comisión Europea sobre la definición del mercado relevante en referencia a la legislación de competencia comunitaria, DO OJ C 372 de 9.12.1997

⁶⁸ *Vid.* por todos, caso de la Comisión M.3440 ENI/EDP/GDP.

- Los contratos están totalmente estandarizados. Son contratos de adhesión en los que las posibilidades de elección del consumidor se limitan a contratar o no.

b. Suministro a grandes clientes industriales

El Tribunal considera, de forma coincidente con la Comisión Europea⁶⁹ y el Servicio, que el gas suministrado a grandes clientes constituye un mercado diferenciado del de suministro de gas natural a CGCC⁷⁰ debido, entre otros motivos, a que:

- La cantidad de gas que consumen los clientes industriales individuales es mucho menor que la que consumen las CGCC.
- Los grandes clientes industriales son consumidores muy estables de gas, con patrones específicos de consumo, generalmente más reducidos durante los fines de semana y, algunos de ellos, con menores consumo durante las horas nocturnas.
- Los contratos están más estandarizados que los destinados a CGCC y suelen ser de menor duración que los de suministro a dichas centrales de generación de electricidad.

c. Suministro para generación eléctrica

El Tribunal considera, de forma coincidente con la Comisión Europea⁷¹ y el Servicio, que el gas con destino a la generación de electricidad constituye un mercado diferenciado del de suministro de gas natural a grandes clientes industriales debido, entre otros motivos, a que:

- La cantidad de gas que consumen los ciclos es mucho mayor que la que consumen los clientes industriales individuales.
- El consumo es estacional y varía sustancialmente a lo largo del año en función de las condiciones meteorológicas e hidrológicas.

⁶⁹ Vid. caso de la Comisión M.3440 ENI/EDP/GDP.

⁷⁰ GAS NATURAL declaró ante la Comisión, en el caso M.3440 ENI/EDP/GDP, que existen importantes diferencias entre los contratos de suministro a ciclos combinados y a grandes clientes industriales, puesto que los primeros son contratos muy detallados hechos a la medida de las necesidades de los clientes, mientras que los segundos son contratos estándar. Vid. Caso M.3440 ENI/EDP/GDP, página 50. Adicionalmente, en la página web de GAS NATURAL se diferencian tres posibles destinos de sus ventas al mercado libre: mercado industrial, suministro a ciclos combinados y mercado residencial.

⁷¹ Vid. caso de la Comisión M.493 TRACTEBEL/DISTRIGAZ II y M.3440 ENI/EDP/GDP.

- Se combinan contratos a largo plazo para garantizar la viabilidad técnica y la seguridad de suministro con otros a corto plazo. Además, se incorporan cláusulas que facilitan la flexibilidad de la oferta.
- Los contratos están hechos a la medida de la demanda de cada CGCC y suelen ser de mayor duración que los de suministro a clientes industriales.

En conclusión, dentro de la actividad de suministro de gas natural y atendiendo a la situación actual del mercado, el Tribunal define como mercados de producto diferenciados el suministro a clientes domésticos y PYMES, el suministro a grandes clientes y el suministro para generación eléctrica.

6.1.2. Mercados de electricidad

Respecto al sector de la electricidad, en expedientes de concentración previos⁷² el Tribunal ha considerado la existencia de diversos mercados. De la misma manera, la Comisión Europea en casos precedentes⁷³ ha distinguido diferentes mercados de producto⁷⁴ en dicho sector.

De manera análoga al análisis realizado en el sector del gas, atendiendo a la Ley 54/97 del Sector Eléctrico⁷⁵ (en adelante LSE) se puede considerar que el sector eléctrico⁷⁶ comprende las siguientes actividades:

⁷² Entre otros, expedientes de concentración económica C38/99 ENDESA/GAS NATURAL, C54/00 UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO y C60/00 ENDESA/IBERDROLA.

⁷³ Entre los precedentes de la Comisión Europea, pueden indicarse los casos M.1190 AMOCO/REPSOL/IBERDROLA/ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, M.2340 EDP/CAJASTUR/CÁSER/HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, M.2353 RWE/HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, M.2434 GRUPO VILLARMIR/ENBW/HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, M.2620 ENEL/VIESGO, M. 2675 EDF/TXU EUROPE/WEST BURTON POWER STATION, M. 2679 EDF/TXU EUROPE/24SEVEN, M.2684 ENBW/EDP/CAJASTUR/ HIDROCANTÁBRICO, M.2801 RWE/INNOGY, M.2819 CANAL ISABEL II/HIDROCANTABRICO JV, M.2890 EDF/SEEBOARD, M.2947 VERBUND/ENERGIE ALLIANZ, M.3007 E.ON/TXU EUROPE GROUP, M.3268 SKYDRAFT/GRANINGE y, muy especialmente, M.3440 ENI/EDP/GDP y M.3448 EDP/HIDROELECTRICA DE CANTABRICO.

⁷⁴ La Comisión Europea, en sus decisiones relativas al mercado de la electricidad, diferencia los mercados de generación o producción de electricidad, de transporte (conducción de electricidad por cables de alta tensión), de distribución (conducción de electricidad por cables de baja tensión) y de suministro a consumidores finales.

⁷⁵ Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. (BOE 28/11/1997). La LSE transpuso al ordenamiento jurídico español la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, estableciendo la separación entre actividades reguladas y liberalizadas. A partir de esta fecha, la regulación sectorial ha distinguido como actividades liberalizadas la generación y la comercialización, y como actividades reguladas, con carácter de monopolio natural, el transporte y la distribución.

- Generación de electricidad. Esta actividad se realiza por los productores⁷⁷, los autoprodutores y los importadores de energía eléctrica. La producción e importación de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia (económicamente esta actividad no tiene la consideración de monopolio natural) mediante los contratos bilaterales físicos y las ofertas que realizan los productores e importadores al denominado *pool* de electricidad (el mercado mayorista organizado). Esta actividad se analizará en la presente operación de concentración.
- Transporte de electricidad. El transporte es un actividad regulada, con consideración de monopolio natural. Se diferencia de manera fundamental de la distribución al estar operada la red de transporte⁷⁸ por el denominado “gestor

⁷⁶ A los efectos de la presente operación de concentración, se entenderá por electricidad la energía que puede ponerse o es efectivamente puesta a disposición de los consumidores gracias a la transmisión de corriente eléctrica a través de las redes de transporte y distribución. Para una entretenida exposición de las diferentes, y en ocasiones contradictorias, definiciones de electricidad *Vid.* BEATY, *What Is "Electricity"?*. www.amasci.com/miscon/whatis.html. El conocimiento documentado de la electricidad como fenómeno físico se remonta a Tales de Mileto, (s.VII a.d.C.) que descubrió la electricidad estática al frotar ámbar (en griego, *elektron*), aunque no se produjeron avances teóricos hasta los trabajos de William Gilbert en 1600. Por su parte, la explotación comercial de los primeros sistemas de luz eléctrica se inició en 1870.

⁷⁷ La producción de electricidad se realiza empleando diversas tecnologías, caracterizadas todas ellas (con excepción de la solar) por utilizar diversos tipos de energía para poner en funcionamiento una turbina que a su vez genera la electricidad. Las dos tecnologías más habituales son el vapor y la hidroeléctrica (aunque también existen turbinas de combustión, generación eólica, geotérmica, biomasa, etc.). Las tecnologías de vapor, con la excepción de la generación nuclear que aprovecha el calor originado por la fisión nuclear, emplean diferentes tipos de hidrocarburos (fuel, carbón o gas natural) para producir el vapor que mueve la turbina. Por su parte, los generadores hidroeléctricos emplean la energía del movimiento del agua (generalmente liberando agua embalsada) para mover la turbina. La generación hidroeléctrica es menos costosa por dos razones. En primer lugar, porque, dada una oferta de agua, el propietario del generador, que suele tener los derechos sobre el agua para la generación de electricidad, se enfrenta a un coste marginal de operar la unidad prácticamente nulo, al menos hasta el nivel de capacidad (la decisión de la empresa de operar la planta depende de los precios sombras intertemporales del empleo del agua, precios que tenderán a cero cuando el agua sea suficientemente abundante o no existan usos alternativos). En segundo lugar, porque, a diferencia de las tecnologías de vapor, las plantas hidroeléctricas son mucho más flexibles, al no requerir un calentamiento previo para generar vapor (costoso y relativamente lento). *Vid.* KNITTEL, *Market Structure And The Pricing Of Electricity And Natural Gas*. *The Journal of Industrial Economics*. Junio 2003.

⁷⁸ El artículo 35 de la LSE indica que la red de transporte de energía eléctrica está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos así como por las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares. La red de transporte de energía eléctrica está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 KV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte o de interconexión internacional y las interconexiones con los sistemas insulares y extrapeninsulares. Asimismo, se consideran elementos de la red de transporte los

de la red de transporte⁷⁹. En la actualidad, en España, la empresa Red Eléctrica de España, (REE) es el operador técnico del sistema⁸⁰, estando la participación accionarial máxima restringida por Ley⁸¹. El Tribunal considera que el transporte no es un mercado de producto relevante a efectos de la presente operación de concentración, al no estar GAS NATURAL ni ENDESA activos en el mismo⁸².

- Distribución. Esta actividad regulada se lleva a cabo por las empresas distribuidoras que, tradicionalmente, son empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial que las generadoras de electricidad⁸³. Las distribuidoras son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, construir, mantener y operar las instalaciones de distribución⁸⁴ así

activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de dicha red.

⁷⁹ Vid. Comisión Europea, *Informe Anual sobre la puesta en marcha del mercado del gas y la electricidad* (COM (2004) 963) en el que se indica que el modelo es similar en los diferentes Estados Miembros. Únicamente en cinco Estados hay más de un gestor de la red de transporte y sólo en Alemania y Austria hay más de dos. europa.eu.int/comm/energy.

⁸⁰ El artículo 34 de la LSE establece que el operador del sistema es el responsable de la gestión técnica del mismo, debiendo garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, coordinando sus funciones con el operador del mercado (en España, OMEL).

⁸¹ El artículo 23 del Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública modifica los límites máximos de participación en el accionariado de REE establecidos en el apartado 1 del artículo 34 de la LSE indicando que está permitida la participación en el accionariado de REE a cualquier persona física o jurídica siempre que la suma de su participaciones directas o indirectas no supere el 3% del capital social o de los derechos de voto, no pudiendo sindicarse las acciones de ningún modo. Adicionalmente, los sujetos activos en el sector eléctrico y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de éstos con una cuota superior al 5 %, tendrán limitado el porcentaje máximo de participación en el capital social de REE al 1%. Así mismo, se indica que esta limitación no será aplicable a la participación correspondiente a la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales, que mantendrá, en todo caso, una participación no inferior al 10 %. Finalmente, la suma de participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico no deberá superar el 40%. El propio artículo 23 establece los plazos en los que deberán adecuarse las participaciones sociales.

⁸² El Servicio recuerda que REE ha venido adquiriendo en los últimos años los activos de transporte de las empresas eléctricas. Vid. N-303 REE/ENDESA DISTRIBUCIÓN/UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, N-05002 REE/VIESGO, N-05018 REE/INALTA y M.3057 CVC/REE/IBERDROLA.

⁸³ La excepción era ENDESA, creada en 1944 exclusivamente como empresa de generación sin presencia en distribución. Sin embargo, esta situación cambió progresivamente entre 1983 y 1996 con las absorciones, entre otras, de ENHER, ERZ, FECSA, SEVILLANA y VIESGO presentes en la distribución.

⁸⁴ El artículo 40 de la LSE establece que la construcción, modificación, explotación y transmisión y cierre de las instalaciones de distribución de energía eléctrica están sujetas a autorización administrativa. Adicionalmente, el artículo 42 de la LSE regula el acceso a las redes de distribución, indicando que gestor de la red de distribución sólo podrá denegar el acceso a la red, de forma motivada, en caso de no disponer de la capacidad necesaria.

como realizar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales que soliciten ser suministrados a tarifa⁸⁵. Esta actividad se analizará en la presente operación de concentración.

- Comercialización o suministro de mercado. Los comercializadores son las sociedades mercantiles que adquieren electricidad para su venta a los consumidores finales⁸⁶ o a otros comercializadores. Esta actividad se analizará en la presente operación de concentración.

El Tribunal ha indicado en otras ocasiones⁸⁷, de forma coincidente con la Comisión Europea, la pertinencia de segmentar un concepto general, en este caso el sector del electricidad, en tantas categorías como las mencionadas en una disposición normativa que regule el sector, siempre que dicha segmentación sea compatible con la delimitación del mercado de producto o servicio atendiendo al análisis de la sustituibilidad de la demanda.

En el caso actual, se considera que las actividades de generación, distribución y suministro a clientes finales de electricidad cubren unas necesidades específicas y distintas, teniendo características, precios y utilidades diferenciadas, que limitan su sustitución desde el punto de vista de la demanda en medida suficiente para configurar mercados de productos separados.

6.1.2.1 Mercado de generación

El Tribunal, como ya se ha determinado en diversos precedentes⁸⁸, coincide con la Comisión Europea⁸⁹ y el Servicio en que la generación de electricidad constituye un mercado separado.

El mercado de generación, en el que se establece el precio de la electricidad no sujeta a tarifa y el grado de explotación de las centrales eléctricas, se conoce por

⁸⁵ El artículo 41 de la LSE establece como primera obligación de las empresas distribuidoras realizar el suministro de energía a los usuarios a tarifa en los términos previstos en la LSE.

⁸⁶ Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores en España son cualificados. *Vid.* Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

⁸⁷ *Vid.* entre otros, C38/99 ENDESA/GAS NATURAL, C54/00 UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO, C88/05 SHELL ESPAÑA/CEPSA y C89/05 IGUALATORIOS MÉDICOS. www.tdcompetencia.es.

⁸⁸ *Vid.* C39/99 BANCO SANTANDER/BANCO CENTRAL HISPANO, C54/00 UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO y C60/00 ENDESA/IBERDROLA.

⁸⁹ *Vid.* entre otros, M.2890 EDF/SEEBOARD, M.3268-SYDKRAFT/GRANINGE y M.3440 ENI/EDP/GDP.

“mercado mayorista” e incluye tanto los contratos bilaterales físicos como el mercado organizado o *pool*, donde se realiza la práctica totalidad de las transacciones⁹⁰.

Por otro lado, dadas las características propias de la red de transporte, existen ciertas zonas geográficas donde se generan restricciones técnicas que sólo pueden ser resueltas por un escaso número de centrales de generación, todas ellas pertenecientes, a menudo, a la misma empresa que actuará en tales circunstancias en régimen de monopolio. Por ello, cabe considerar, de acuerdo con anteriores precedentes⁹¹, el mercado de resolución de restricciones técnicas como un mercado afectado separado del mercado de generación de energía eléctrica.

a. *Mercado mayorista*

La LSE introduce como pieza básica del esquema regulador del sector eléctrico el mercado de producción de energía eléctrica.

Por su parte, el RD 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica⁹², indica que la parte organizada de dicho mercado, en la que se cruzan ofertas y demandas de electricidad, requiere para su correcto funcionamiento la definición de su estructura y organización así como las condiciones bajo las que tendrán lugar los intercambios entre los distintos sujetos del sistema mediante modalidades de contratación bilateral al margen del mercado.

De esta manera, el RD 2019/1997 establece que podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario los productores, distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados. En el caso de los consumidores, éstos podrán contratar en el mercado la totalidad de su suministro o aquella parte del mismo que no tuvieran cubierto por su contrato de suministro a tarifa.

⁹⁰ Por ejemplo, PÉREZ ARRIAGA en el *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, junio de 2005 (en adelante, el Libro Blanco) indica que “la contratación bilateral física está contemplada en la Ley, pero por unos motivos o por otros, entre ellos deficiencias en la normativa que sólo muy recientemente han sido subsanadas, apenas se ha desarrollado, con lo que el mercado mayorista ha funcionado en la práctica como un mercado organizado de corto plazo o *pool* cuasi-obligatorio”.

⁹¹ Por el Tribunal, *Vid.* C60/00 ENDESA/IBERDROLA. Respecto a los precedentes de la Comisión, *Vid.* M.3268 SYDKRAFT/GRANINGE y M.3440 ENI/EDP/GDP.

⁹² *Vid.* Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. BOE (27/12/1997).

Atendiendo a la organización del mercado mayorista español se puede considerar que el mismo se articula alrededor de una secuencia de “mercados organizados” de corto plazo compuesta por un mercado diario, varios mercados intra-diarios, los mercados de reservas de operación (secundaria y terciaria), un mercado ocasional de desvíos y el mecanismo de solución de restricciones técnicas.

Sin considerar, por el momento, el mecanismo de resolución de restricciones técnicas, puede considerarse que el *pool* eléctrico incluye tres tramos: el mercado diario, el intradiario y el de servicios complementarios:

- El mercado diario recoge las transacciones de compra y venta correspondientes a la producción y al suministro de energía para el día siguiente
- Los mercados intra-diarios son los intercambios de ofertas y demandas con frecuencia inferior a la diaria que sirven como mecanismo de ajuste a la programación diaria y
- El mercado de servicios complementarios recoge las transacciones de aquellos servicios indispensables para asegurar el suministro de la energía en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.

Desde el punto de vista de la competencia, a los efectos de la presente operación de concentración, todos estos segmentos se considera configuran un mismo mercado de la generación eléctrica. El mecanismo de resolución de restricciones técnicas, se analizará a continuación como posible mercado separado.

b. Mercado de restricciones técnicas

Dadas las características propias de la red de transporte⁹³, el resultado de la casación en el mercado diario (Programa Diario Base de Funcionamiento o PDBF) puede no ser técnicamente viable. Por ello, una vez concluido el PDBF, el Operador del Sistema (REE) evalúa si se respetan los requisitos de seguridad y fiabilidad del suministro. En caso de que no sea así, un procedimiento conjunto del Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español, S.A. (OMEL) y del Operador del Sistema (REE) da solución a estas restricciones técnicas, modificando la asignación de energía de las unidades de producción.

⁹³ La red de transporte de energía eléctrica tiene una capacidad limitada, por lo que, si se producen desajustes entre la oferta y la demanda de energía en zonas geográficas concretas, pueden aparecer problemas de tensión y sobrecargas en la red que propician las denominadas restricciones técnicas.

Por tanto, las restricciones técnicas generan oligopolios zonales o monopolios, en el caso frecuente de que esta situación se produzca en una zona en la que una única empresa puede ofertar el servicio⁹⁴. En este caso, el contexto de restricciones técnicas no es el mercado diario de generación sino el mercado de suministro de electricidad en restricciones técnicas⁹⁵.

Adicionalmente, debe señalarse que el RD 2351/2004⁹⁶ ha modificado la regulación de las restricciones técnicas pasando a utilizar ofertas específicas para la resolución de restricciones en lugar del sistema previo de utilización de la misma oferta que para el mercado diario⁹⁷. Otro cambio es la participación en el proceso de las unidades de bombeo y de los agentes intracomunitarios. En las distintas informaciones y alegaciones ante el Tribunal, diferentes operadores han argumentado que la regulación actual tiende a limitar los efectos distorsionadores de la regulación anterior.

En conclusión, en lo que concierne a la concentración analizada, el Tribunal estima que el mercado mayorista y el mercado de restricciones técnicas se configuran como mercados diferenciados dentro de la generación de energía eléctrica. Atendiendo a la presencia de ENDESA y GAS NATURAL en ambos mercados, el Tribunal considera a ambos mercados de producto relevantes a los efectos de la presente operación.

⁹⁴ El Libro Blanco indica que “se plantean por tanto situaciones que claramente ponen en cuestión el que un mecanismo de mercado sea la forma adecuada de remuneración”.

⁹⁵ El Tribunal, en su informe C60/00 ENDESA/IBERDROLA, indicó que “en estos casos, para satisfacer la demanda de energía de una zona concreta se ha de poner en producción una central de generación determinada, generalmente la más cercana a la zona afectada por el déficit energético y, en consecuencia, esa energía no se genera por el sistema establecido en el mercado mayorista. Es decir, no es energía generada como resultado de la casación de la oferta y la demanda del sistema, ni se retribuye al precio del mercado mayorista, sino al precio que oferta la central que resuelve la restricción técnica. En resumen, existen ciertas zonas geográficas donde se generan restricciones técnicas que sólo pueden ser resueltas por un escaso número de centrales de generación, todas ellas pertenecientes, a menudo, a la misma empresa que actuará en tales circunstancias en régimen de monopolio. Por ello, cabe considerar el mercado de restricciones como un mercado afectado independiente del resto de mercados anteriormente delimitados.”

⁹⁶ *Vid.* Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. (BOE 24/12/2004).

⁹⁷ Los resultados ineficientes de la regulación anterior se veían agravados desde el punto de vista de la competencia por la obligación de presentar una única oferta por cada grupo de generación, con lo cual se incrementaban los incentivos para abusar de la posible posición de dominio por parte de los agentes.

6.1.2.2. Mercado de distribución

El Tribunal, en diversos precedentes⁹⁸ y de forma coincidente con la Comisión Europea⁹⁹ y el Servicio estima que la distribución de electricidad constituye un mercado de producto separado.

Esta actividad regulada tiene la consideración económica de monopolio natural y se lleva a cabo por las empresas distribuidoras que, tradicionalmente, son empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial que las generadoras de electricidad¹⁰⁰.

La LSE en su artículo 9 indica que las distribuidoras son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, construir, mantener y operar las instalaciones de distribución¹⁰¹ así como realizar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales que soliciten ser suministrados a tarifa¹⁰².

Por su parte, el Real Decreto 1955/2000¹⁰³ por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece que 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.

Como elementos característicos de la actividad de distribución cabe señalar:

⁹⁸ Vid. C39/99 BANCO SANTANDER/BANCO CENTRAL HISPANO, C54/00 UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO, C60/00 ENDESA/IBERDROLA, C66/01 IBERDROLA / BERRUEZA Y OTRAS, C76/02 ENDESA/HIDROFLAMICELL y C82/03 IBERDROLA/AYUNTAMIENTO DE VILLATOYA.

⁹⁹ Vid. entre otros, M.2890 EDF/SEEBOARD, M.3268 SYDKRAFT/GRANINGE y M.3440 ENI/EDP/GDP.

¹⁰⁰ La excepción era ENDESA, creada en 1944 exclusivamente como empresa de generación sin presencia en distribución. Sin embargo, esta situación cambió progresivamente entre 1983 y 1996 con las absorciones, entre otras, de ENHER, ERZ, FECSA, SEVILLANA y VIESGO presentes en la distribución.

¹⁰¹ El artículo 40 de la LSE establece que la construcción, modificación, explotación y transmisión y cierre de las instalaciones de distribución de energía eléctrica están sujetas a autorización administrativa. Adicionalmente, el artículo 42 de la LSE regula el acceso a las redes de distribución, indicando que gestor de la red de distribución sólo podrá denegar el acceso a la red, de forma motivada, en caso de no disponer de la capacidad necesaria.

¹⁰² El artículo 41 de la LSE establece como primera obligación de las empresas distribuidoras realizar el suministro de energía a los usuarios a tarifa en los términos previstos en la LSE.

¹⁰³ Vid. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. BOE (27/12/2000).

- Los distribuidores, en la actualidad, son a la vez titulares de las instalaciones de distribución, gestores de la red de baja tensión y suministradores a tarifa a consumidores finales.
- La retribución de la distribución es fijada administrativamente, buscando evitar de este modo el posible abuso de la posición de dominio determinada por la existencia de una única red y una sola empresa titular de la misma en las diferentes zonas geográficas.
- Entre las obligaciones de los distribuidores, destacan:
 - La construcción y ampliación de las instalaciones para atender nuevas demandas de suministro.
 - La operación y mantenimiento de dichas instalaciones en condiciones adecuadas de conservación e idoneidad técnica.
 - El cumplimiento de las obligaciones de transparencia y acceso no discriminatorio¹⁰⁴.
 - La obligación de prestar el servicio de distribución de forma regular y continua con los niveles de calidad establecidos.

En el presente caso, el Tribunal, tras analizar la situación económica y jurídica actual y previsible de la actividad de distribución, considera que el mercado de distribución debe ser analizado como un mercado separado del suministro a tarifa por los siguientes motivos:

- Desde el punto de vista de la demanda, y a diferencia del suministro, el carácter de monopolio natural de la distribución origina que económicamente dicha actividad se realice eficientemente por una sola empresa. La normativa en la materia, de forma coherente con dicha característica económica, impide que los consumidores puedan elegir distribuidor.
- La normativa comunitaria establece a través de la Directiva 2003/54/CE¹⁰⁵ sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, la obligatoria separación jurídica y funcional de la figura del distribuidor (propietario y gestor de la red) del suministrador a tarifa¹⁰⁶.

¹⁰⁴ Para asegurar dicho cumplimiento, los distribuidores deben comunicar a la Administración competente y a la Comisión Nacional de Energía la información sobre precios, consumos, facturaciones y condiciones de venta aplicables a los consumidores, así como atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros eléctricos y la ampliación de los existentes en las zonas en las que operen.

¹⁰⁵ *Vid.* Artículo 15, “Separación de los gestores de redes de distribución” de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE. (DOUE 15/07/2003).

¹⁰⁶ El artículo 30 de la Directiva 2003/54/CE establece que la trasposición de la Directiva por los Estados miembros deberá realizarse, a más tardar, el 1 de julio de 2004. Sin embargo, se permite a los Estados miembros aplazar hasta el 1 de julio de 2007 la aplicación del apartado 1 del artículo 15 (fundamentalmente, independencia del distribuidor de las actividades no relacionadas con la

- El Real Decreto-Ley 6/2000 adelantó la libertad de elección de suministrador (que no de distribuidor) al 1 de enero de 2003, considerando a partir de esta fecha que todos los consumidores pasan a ser cualificados.
- Adicionalmente, en el ordenamiento jurídico nacional, el Real Decreto-Ley 5/2005 de Reformas Urgentes para el Impulso a la Productividad¹⁰⁷ subraya nuevamente y refuerza el carácter de monopolio natural de la actividad regulada de distribución¹⁰⁸.

En definitiva, en el presente caso, el Tribunal considera que el mercado de la distribución de energía eléctrica configura un mercado de producto diferenciado a los efectos de la operación de concentración analizada.

6.1.2.3. Mercado de suministro a clientes finales

El suministro de energía eléctrica puede considerarse como la entrega de fluido eléctrico a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles por la normativa. En España, el suministro puede realizarse bien mediante contratos de suministro a tarifa o mediante la libre contratación de la energía y el correspondiente contrato de acceso a las redes¹⁰⁹.

El Tribunal aprecia que el suministro o venta de electricidad a consumidores finales en España se ha venido considerando compuesto por dos mercados de producto separados: la distribución a tarifa y la comercialización a precio libre¹¹⁰. Sin embargo,

distribución, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones).

¹⁰⁷ *Vid.* Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de Reformas Urgentes para el Impulso a la Productividad y para la Mejora de la Contratación Pública. BOE (14/03/2005).

¹⁰⁸ La redacción dada por el Real Decreto-Ley 5/2005 al párrafo c) del apartado 1 del artículo 41 de la LSE establece que “todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución, debiendo ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, quien responderá de la seguridad y calidad de suministro, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros”. Adicionalmente, “cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas siguiendo criterios de mínimo coste”.

¹⁰⁹ *Vid.* Artículo 79 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

¹¹⁰ Debe subrayarse que, en los primeros momentos de la liberalización de suministrador, la migración de consumidores cualificados hacia el mercado se produjo, esencialmente, entre consumidores industriales con consumos relativamente elevados, existiendo, de hecho, una importante diferenciación desde el punto de vista de la demanda (diferentes sensibilidades a alteraciones de precio) que recomendaban tratar ambos segmentos como mercados de producto diferenciados. En la actualidad la liberalización se ha extendido al resto de los segmentos.

en diversos informes sobre concentraciones económicas entre los años 2000 y 2003 ya se avanzaban¹¹¹ los efectos que la libertad de elección de suministrador a partir 1 de enero de 2003¹¹², establecida por el Real Decreto-Ley 6/2000, podría tener sobre la delimitación de este mercado.

En consecuencia, de forma coherente con dichos precedentes, con la necesidad de considerar la situación de apertura, actual¹¹³ o prevista, al definir los mercados de producto¹¹⁴ y con las decisiones más recientes de la Comisión Europea¹¹⁵ en esta materia, el Tribunal considerará, en la presente operación de concentración, que las ventas a tarifa y las ventas a precio libre de electricidad forman parte del mismo mercado de producto¹¹⁶, con independencia de que, atendiendo a las características de la demanda, deban delimitarse a continuación diferentes mercados en el suministro de electricidad a clientes finales.

a. *Suministro a clientes de alta tensión*

El Tribunal considera, de forma coincidente con la Comisión Europea¹¹⁷ y el Servicio, que la electricidad suministrada a grandes clientes industriales (a través de redes de

¹¹¹ Dichas previsiones antes del 1 de enero 2003, pueden comprobarse en los expedientes del Tribunal C54/00 UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA/HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, C66/01 IBERDROLA / BERRUEZA Y OTRAS y, especialmente, C60/00 ENDESA/IBERDROLA, que indica: “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”.

¹¹² El Real Decreto-Ley 6/2000 estableció que a partir de 1 de enero de 2003 todos los consumidores de electricidad tendrían la consideración de cualificados.

¹¹³ Según datos de la Secretaría General de Energía, en el año 2005, el 35,9% de la electricidad suministrada se contrata en el mercado liberalizado, incremento de 3,5 puntos porcentuales respecto a 2004. Por número de clientes, el cambio de tarifa a mercado libre ha sido especialmente relevante entre los consumidores de alta tensión.

¹¹⁴ *Vid.* Casos de la Comisión M. 2684 ENBW/EDP/CAJASTUR/HIDROCANTABRICO y M.3440 ENI/EDP/GDP. En este último la Comisión indica “According to previous Commission decisions, the definition of the relevant product market(s) must take into account the existing and foreseen degree of opening thereof”.

¹¹⁵ *Vid.*, por todos, caso de la Comisión M.3440 ENI/EDP/GDP, en el que se indica “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”.

¹¹⁶ Adicionalmente, debe indicarse que, por un lado, los costes para los consumidores del cambio entre tarifa y mercado son reducidos y, por otro lado, que las posibilidades de cambio son simétricas, es decir, los consumidores cualificados pueden abandonar y volver a la tarifa eléctrica con un coste reducido. *Vid.* M.3440 ENI/EDP/GDP.

¹¹⁷ *Vid.* caso de la Comisión M.3440 ENI/EDP/GDP en el que se indica “The market investigation has confirmed that two main groups of customers should be distinguished: (i) large industrial customers

alta tensión, en adelante, AT) constituye un mercado diferenciado del suministro de fluido eléctrico a clientes domésticos y PYMES (a través de redes de baja tensión BT) por las siguientes razones:

- La utilización del producto por los consumidores de alta tensión se caracteriza, fundamentalmente, por el empleo de la electricidad como *input* del proceso productivo respectivo.
- La cantidad de electricidad que consumen los clientes industriales a través de las redes de alta tensión es de mucha mayor entidad que la consumida por los clientes domésticos y PYMES.
- Los clientes industriales tienen un patrón de consumo de electricidad caracterizado por su estabilidad, reduciéndose normalmente el consumo durante los fines de semana.
- Los precios unitarios pagados por los consumidores de alta tensión son más reducidos que los de los consumidores de baja tensión, tanto en el mercado como en la tarifa.
- La demanda de los consumidores de alta tensión responde en mayor medida ante alteraciones del precio¹¹⁸.
- Los contratos son normalmente a medida, pudiendo negociarse diferentes términos como, entre otros, los precios (cuando no es a tarifa), las cantidades indemnizatorias por la interrupción del suministro, calidades especiales, la duración del contrato, la inclusión de servicios de valor añadido o la posibilidad de aceptar el consumidor, bajo determinadas circunstancias, interrupciones de suministro.

b. Suministro a clientes de baja tensión

Por su parte, el suministro a clientes de baja tensión presenta una serie de especificidades que recomiendan su consideración como un mercado separado a los efectos de la presente operación de concentración:

which are connected to the high (HV) and medium (MV) voltage customers (*sic*) and (ii) smaller industrial, commercial and domestic customers which are connected to the low-voltage (LV) grid”.

¹¹⁸ La elasticidad precio de la demanda de electricidad a corto plazo en AT se estima superior a la de BT y ambas inferiores a la unidad. *Vid.* PATRICK y WOLAK, *Estimating the Customer-Level Demand Under Real-Time Market Prices*, Rutgers University, 1997 para estimaciones de clientes industriales y REISS y WHITE, *Household Electricity Demand, Revisited*, 2002, Stanford University para estimaciones de clientes domésticos. Indicadores cualitativos de esta mayor elasticidad precio de la demanda de electricidad en AT serían el relativamente elevado porcentaje que representa la electricidad respecto a los costes totales de los clientes industriales, la existencia de departamentos de compras en los grandes consumidores de electricidad, los requisitos de instrumentos precisos y ágiles de medida para facilitar la toma de decisiones y la mayor propensión a cambiar de suministrador. *Vid.* caso de la Comisión M.3440 ENI/EDP/GDP.

- La utilización del producto por los consumidores de baja tensión se caracteriza, fundamentalmente, por el empleo de la electricidad para iluminación, calefacción y funcionamiento de electrodomésticos.
- La cantidad de electricidad que consumen los clientes domésticos y PYMES individualmente a través de las redes de baja tensión es de mucha menor entidad que la consumida por los clientes industriales.
- Los clientes domésticos y PYMES tienen un patrón de consumo de electricidad caracterizado por su mayor estacionalidad, tanto a lo largo del año como dependiendo de las horas del día.
- Los precios unitarios pagados por los consumidores de baja tensión son más elevados que los de los consumidores de alta tensión, tanto en el mercado como en la tarifa.
- La demanda de electricidad por los consumidores de baja tensión es, habitualmente, más inelástica que esta misma demanda por parte de los consumidores de alta tensión¹¹⁹.
- Los contratos están totalmente estandarizados. Son contratos de adhesión en los que las posibilidades de elección del consumidor se limitan a contratar o no.

En conclusión, dentro de la actividad de suministro de electricidad y atendiendo a la situación actual del mercado, el Tribunal define como mercados de producto diferenciados el suministro a clientes de alta tensión y el suministro a clientes de baja tensión.

6.1.3. Otros mercados afectados

La operación notificada no origina solapamientos de actividades en el sector de hidrocarburos líquidos y gases licuados del petróleo.

Sin embargo, el Tribunal considerará estos productos donde sea necesario, dada la actividad económica de REPSOL YPF, empresa que controla conjuntamente GAS NATURAL, y su relación con los restantes mercados relevantes; especialmente atendiendo a la posible sustituibilidad con el gas natural de diversos hidrocarburos comercializados por REPSOL empleados como *inputs* para la generación eléctrica.

¹¹⁹ En este caso pueden citarse como indicadores cualitativos de la menor elasticidad precio de los consumidores domésticos el escaso porcentaje que representa la electricidad respecto a los gastos totales, la importancia de la imagen de marca y la fidelidad, el recurso a los medios de comunicación de masas para captar clientes y la menor propensión a cambiar de suministrador. *Vid.* caso de la Comisión M.3440 ENI/EDP/GDP.

A estos efectos, en la presente operación no se requerirá, una delimitación precisa de las distintas actividades que distingue la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos¹²⁰.

6.2. Mercados geográficos

La definición de mercado geográfico está íntimamente relacionada con el concepto económico de sustituibilidad partiendo de una doble predicción: cuál va a ser el comportamiento de los oferentes territorialmente próximos ante un hipotético incremento de los precios en el territorio en el que actúan las empresas participantes en la concentración y, simultáneamente, cuál va a ser el comportamiento de los demandantes ante esa potencial subida de precios.

El Tribunal considera, de acuerdo con la Comisión Europea¹²¹, que la delimitación del mercado geográfico debe realizarse atendiendo a que las condiciones de competencia sean suficientemente homogéneas, pudiendo distinguirse de otras zonas geográficas próximas.

En la presente operación de concentración, debe tenerse en cuenta que a pesar de los esfuerzos de la Unión Europea para la creación de un mercado único de electricidad y de gas en la Comunidad¹²² y aunque dichos sectores se encuentren crecientemente armonizados por el derecho comunitario europeo a través del sistema de directivas¹²³, todavía subsisten importantes barreras a la entrada que impiden, desde el punto de vista de la competencia, considerar la existencia de un mercado geográfico europeo¹²⁴.

¹²⁰ Estas actividades son el refinado de crudo de petróleo, transporte, almacenamiento, distribución al por mayor y distribución al por menor. *Vid.* Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Título III. Ordenación del mercado de productos derivados del petróleo.

¹²¹ Comunicación de la Comisión relativa a la definición de mercado de referencia a efectos de la normativa comunitaria en materia de competencia (97/C 372/03). DOUE C372 09/12/1997 p. 0005 – 0013.

¹²² El inicio de los esfuerzos comunitarios en el terreno de la electricidad y el gas pueden fijarse en las resoluciones adoptadas el 17 de diciembre de 1974 y el 13 de febrero de 1975, que definen el papel de la energía eléctrica en el marco de una política energética comunitaria y estaban fundamentalmente dirigidas al intercambio de información. En una segunda fase, a través de recomendaciones del Consejo para el fomento de la cooperación, se intentó iniciar tímidamente un proceso de armonización que sólo comenzó a ser efectivo con la adopción, en una tercera fase, de las Directiva 96/92/CE (electricidad) y Directiva 98/30/CE (gas natural).

¹²³ *Vid.* Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, por la que se deroga la Directiva 96/92/CE y Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural, por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.

¹²⁴ La Comisión indicaba recientemente “Despite the Community’s significant efforts to create a single market for gas, it is the Commission’s experience from many recent merger cases that most gas

6.2.1. Mercados geográficos de gas

Respecto a la delimitación geográfica de los mercados afectados en el sector del gas, el Tribunal considera, como se indica por la Comisión en informes precedentes¹²⁵, que el mercado de aprovisionamiento alcanza, al menos, a la totalidad del Espacio Económico Europeo¹²⁶ (en adelante, EEE) incluyendo a Rusia y Argelia, sin necesidad de descartar en la presente operación de concentración, que la dimensión sea mundial. Sin embargo, aún subrayando el ámbito supranacional que desde la demanda tiene el aprovisionamiento de gas natural, el hecho de que el destino de una parte importante del consumo esté condicionado por el trazado de los gasoductos (especialmente en el caso de España, por su carácter peninsular) y las diferentes fuerzas con las que en España se han implantado los diversos grupos empresariales, recomiendan que el Tribunal realice su análisis atendiendo también a las características específicamente nacionales del mercado¹²⁷.

El Tribunal coincide con la Comisión Europea¹²⁸ en señalar que la dimensión geográfica del mercado de transporte de gas natural así como el de las infraestructuras de importación es, como mucho, nacional. En el caso de España la delimitación del mercado debe restringirse al territorio nacional peninsular, al no existir gasoductos ni plantas de regasificación en los sistemas insulares ni en los extrapeninsulares.

En lo que concierne a los mercados de distribución de gas, el Tribunal considera que éstos son regionales y vienen delimitados, en la actualidad, por el área que abarcan

markets are still national in scope". Exactamente la misma conclusión se alcanzaba por la Comisión en los mercados de electricidad. *Vid. [Energy Sector Inquiry - Issues Paper](#)*. Comisión Europea, 15 de noviembre de 2005.

¹²⁵ *Vid. M.1573 NORSK HYDRO/SAGA*. "The market for the exploration, production and sale of natural gas is, from a European demand perspective, limited to the production of EEA, Russian and Algerian gas for sale in the EEA".

¹²⁶ En enero de 2006, el EEE está compuesto por los 25 Estados miembros de la Unión Europea, Islandia, Liechtenstein y Noruega.

¹²⁷ *Vid. C89/05 IGUALATORIOS MÉDICOS*, página 47.

¹²⁸ *Vid. M.3410 TOTAL/GAZ DE FRANCEy M.3440 ENI/EDP/GDP*. En este último caso, la Comisión indica respecto al ámbito geográfico de los mercados de gas natural que "The technical and regulatory framework for any wider market has not yet been foreseen. It is also worth noting that no competitor is currently in a position to have access to transport capacity in the pipeline which interconnects Spain and Portugal. Even if regulation was imposed to let third parties access the pipeline, documents by the parties indicate that there is hardly any available capacity which could be booked by competitors to import gas from Spain into Portugal on a permanent basis. Therefore the Commission considers that all markets defined in this communication will remain no wider than national in the foreseeable future".

las autorizaciones administrativas¹²⁹. Este carácter regional viene acentuado por las obligaciones que se derivan del RDL 5/2005¹³⁰ que subraya y refuerza el carácter de monopolio natural de la actividad regulada de distribución. El RDL 5/2005 establece que las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución y deberán ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, quien responderá de la seguridad y calidad de suministro, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros.

Por otro lado, el Tribunal considera, en línea con los precedentes más recientes de la Comisión¹³¹, que los diversos mercados de suministro de gas natural a clientes finales, tienen, en la actualidad, ámbito nacional.

Los principales motivos por los que el alcance geográfico de los mercados de suministro de gas natural a clientes finales debe considerarse nacional son:

- Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores tienen la condición de cualificados¹³².
- Esta liberalización ha tenido efectos probados en el mercado¹³³.
- Los oferentes en este mercado están activos fuera de sus áreas originales¹³⁴, de tal forma que, siguiendo ciertas prioridades de expansión, intentan cubrir la totalidad del mercado nacional¹³⁵.

Por otro lado, en el sector del gas, el Tribunal considera que en la presente concentración concurren elementos de dinámica competitiva que operan, al menos, a

¹²⁹ Entre los precedentes del Tribunal, véase, por todos, C38/99 ENDESA/GAS NATURAL, en el que se indica “En los mercados de distribución de gas natural a consumidores, el mercado geográfico relevante es el área geográfica que abarcan las autorizaciones administrativas afectadas para la distribución de gas natural”.

¹³⁰ Vid. Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de Reformas Urgentes para el Impulso a la Productividad y para la Mejora de la Contratación Pública. BOE (14/03/2005).

¹³¹ Vid. M.3440 ENI/EDP/GDP.

¹³² Vid. Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

¹³³ Según las cifras de la Secretaría General de la Energía, de los 320.000 GWh de gas natural consumidos en España en el año 2004, el 20% correspondieron a suministros a tarifa, mientras que el 80% restante fueron consumos en el mercado libre.

¹³⁴ De las 26 comercializadoras inscritas en el registro del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en diciembre de 2005, únicamente COMERCIALIZADORA DE GAS EXTREMADURA, S.A. declara un ámbito de actuación inferior al nacional.

¹³⁵ En el caso M.3440 ENI/EDP/GDP, la Comisión señala que “The Commission’s market investigation on Spain has given very strong indications that Spanish markets may have become national very quickly after opening to competition of these customer groups. Market participants clearly indicated that they, through their commercial suppliers (“comercializadoras”), have become active outside their incumbent areas and, on principle, although setting certain marketing priorities, try to cover the whole of the Spanish territory”.

nivel nacional y que deben tenerse en cuenta en el análisis con independencia del ámbito geográfico del mercado específico afectado, ya que a la hora de determinar la presencia, por ejemplo de distribuidoras, en determinadas zonas geográficas, los competidores pueden y suelen definir sus estrategias en este nivel.

6.2.2. Mercados geográficos de electricidad

El Tribunal, en consonancia con precedentes nacionales, comunitarios y de otras autoridades nacionales de competencia¹³⁶, considera por las siguientes razones que el ámbito geográfico relevante del mercado mayorista de generación de electricidad, tiene como máximo alcance nacional, debiendo delimitarse, en la actualidad, el territorio peninsular español como mercado separado de los mercados insulares:

- Los mercados nacionales están sometidos a distintas regulaciones¹³⁷, tanto de carácter técnico como referentes a las condiciones de acceso, la organización de los mercados y los procesos de fijación de precios libres y tarifas.
- Las limitaciones en el acceso a otros mercados nacionales (Portugal¹³⁸ y Francia) derivadas de las restricciones en el transporte que impone la capacidad de interconexión¹³⁹. Esta limitación es de especial relevancia pues impide aceptar, en la actualidad y desde el punto de vista de la competencia, que el MIBEL¹⁴⁰ implique la existencia efectiva de un mercado geográfico peninsular de generación de electricidad¹⁴¹.

¹³⁶ Vid. Caso ELSAM/NESA de la Autoridad de la Competencia Danesa, en el que, a pesar de la participación de Dinamarca en el *Nord Pool*, se determina que los mercados mayoristas de electricidad no tienen un ámbito geográfico superior a Dinamarca. www.ks.dk/konkurrence. (danés). Para un resumen en inglés, ver www.ks.dk/english/competition/national/2004/elsam/. Adicionalmente, es de interés PEDERSEN *et al.* *Topics in Merger Control – Experiences from a recent merger in the Danish Electricity Sector*, *World Competition*, 27(4). 2004.

¹³⁷ Vid. Caso de la Comisión M.493 ELECTRABEL/DISTRIGAZ.

¹³⁸ En el caso C60/00 ENDESA/IBERDROLA se indica, a modo de ejemplo, que la capacidad de interconexión con Portugal impide, sin entrar en consideraciones económicas, que los generadores portugueses satisfagan un porcentaje significativo de la demanda del mercado español

¹³⁹ Vid. Entre los precedentes del Tribunal C54/00 UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA/HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO y C60/00 ENDESA/IBERDROLA. Por parte de la Comisión Europea, Vid. casos M.1190 AMOCO/REPSOL/IBERDROLA/ENTE VASCO DE LA ENERGIA y M.3440 ENI/EDP/GDP.

¹⁴⁰ La constitución del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) se inicia formalmente con el Protocolo de 14 de noviembre de 2001.

¹⁴¹ La Comisión Europea, en el caso M.3440 ENI/EDP/GDP, indica que “The Commission's investigation in the present case has shown that the market for electricity supply in mainland Spain and Portugal is not larger than national and that the concept of an Iberian market must be excluded due, in particular, to the limited scope of interconnections that limits imports and exports of electricity between Spain and Portugal”.

- La regulación, el sistema retributivo especial y la inexistencia de capacidad de interconexión con los sistemas insulares¹⁴² origina que dichos territorios deban ser considerados como mercados geográficos separados del mercado peninsular español de generación de energía eléctrica.

Respecto al mercado geográfico de resolución de restricciones técnicas, el Tribunal indica, de forma coincidente con anteriores informes de control de concentraciones¹⁴³ y expedientes sancionadores¹⁴⁴, que el mercado geográfico es inferior al nacional, debiendo determinarse el mismo localmente. Dicha amplitud viene delimitada por las zonas afectadas por la restricción debido a que, en estos casos, para satisfacer la demanda de energía de la zona concreta, se ha de poner en producción una central de generación específica, generalmente la más cercana a la zona afectada por el déficit energético.

Por otro lado, de forma coincidente con los precedentes nacionales¹⁴⁵ y los de la Comisión Europea, el Tribunal estima que el mercado geográfico de la distribución de electricidad es de carácter local o regional por los siguientes motivos:

- La gestión de la red de distribución de electricidad se realiza con carácter local.
- Las autorizaciones de distribución tienen, en general, alcance regional.
- Debido a las características de monopolio natural de la red de distribución, ésta es única en cada zona geográfica. En consecuencia, el consumidor final no puede sustituir el suministro a través de dicha red de distribución por ningún mecanismo alternativo¹⁴⁶.

¹⁴² A este respecto, el artículo 12 de la LSE indica que la actividad de producción de energía eléctrica, en territorios insulares y extrapeninsulares, podrá estar excluida del sistema de ofertas y faculta al Gobierno para determinar un concepto retributivo adicional que tendrá en consideración todos los costes específicos de estos sistemas.

¹⁴³ Vid. C60/00 ENDESA/IBERDROLA.

¹⁴⁴ Vid. Expediente 552/02, EMPRESAS ELÉCTRICAS. En este caso, el que el Tribunal impuso sendas multas a ENDESA GENERACIÓN S.A., IBERDOLA GENERACIÓN S.A. Y UNIÓN FENOSA GENERACIÓN S.A. de 901.518,16 euros. por infracciones al artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia por actuaciones en los mercados de restricciones en los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2001.

¹⁴⁵ Entre los casos del Tribunal, Vid. C38/99 GAS NATURAL/ENDESA, Adicionalmente, pueden citarse los precedentes del Servicio N-03033 ENDESA GAS-CRISTIAN LAY/DICOGEXSA, N-03039 IBERDROLA/AYUNTAMIENTO DE VILLATOYA, N-03047 ENDESA RED/ELECTRICA SELGA, N-03074 IBERDROLA/ BERRUEZA, N- 04072 DIESELIDE/BERRUEZA, N- 05033 IBERDROLA/DISELEC, N-03068 UNIÓN FENOSA METRA/HIDROELÉCTRICA DE TENDILLA Y LUPIANA y N-05016 ENDESA RED/ELÉCTRICA DE LLÉMANA.

¹⁴⁶ La Comisión indica en el caso 3440 EDP/ENI/GDP que “Regarding the operation and management of the lower voltage grid(s) (“distribution”), the Commission has consistently found that these activities

El Tribunal considera, al igual que la Comisión Europea¹⁴⁷ que, en la presente operación, el ámbito geográfico relevante del mercado minorista de suministro de electricidad es nacional¹⁴⁸ debido a las siguientes razones:

- Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores son cualificados¹⁴⁹.
- Esta liberalización ha tenido efectos comprobables en el mercado¹⁵⁰.
- Los oferentes en este mercado están activos fuera de sus áreas originales, de tal forma que, siguiendo ciertas prioridades de expansión, intentan cubrir la totalidad del mercado nacional¹⁵¹.

Finalmente, al igual que en el sector del gas, el Tribunal considera que en la presente concentración concurren elementos de dinámica competitiva que operan, al menos, a nivel nacional y que deben tenerse en cuenta en el análisis con independencia del ámbito geográfico del mercado específico afectado, ya que a la hora de determinar la presencia, por ejemplo de distribuidoras, en determinadas zonas geográficas, los competidores pueden y suelen definir sus estrategias en este nivel.

6.2.3. Mercados geográficos de otros productos

Atendiendo a las características de los mercados de hidrocarburos, el Tribunal coincide con el Servicio en considerar que los mercados de refinado de petróleo, transporte, almacenamiento y distribución al por mayor de productos y gases licuados derivados del petróleo podrían tener dimensión nacional, mientras que la distribución al por menor tendría dimensión local. La delimitación geográfica exacta de estos mercados puede quedar abierta en el presente informe.

constitute natural monopolies and that no competition is taking place on this level. If parties owned distribution networks in different parts of the country it was found that these activities do not overlap as each of these grids constitutes a separate market as, for any given customer, distribution through one distribution grid is not substitutable with distribution through another grid”.

¹⁴⁷ Vid. Casos M.1659 PREUSSEN ELEKTRA/EZH, M.1557 EDF/LOUIS/DREYFUS, M.1673 VEBA/VIAG, M.1803 ELECTRABEL/EON, M.1853 EDF/ENBW Y M.3440 EDP/ENI/GDP.

¹⁴⁸ Vid.caso Comunitario M.3440 EDP/ENI/GDP

¹⁴⁹ Vid. Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

¹⁵⁰ La Secretaría General de la Energía prevé que de los 235,9 TWh de electricidad que se consumirán en España en el año 2005, el 64,1% corresponderán a suministros a tarifa, mientras que el 35,9% restante serán consumos en el mercado libre. Las cuotas respectivas para el año 2004 fueron 67,6% y 32,4%.

¹⁵¹ En el caso M.3440 ENI/EDP/GDP, la Comisión señala que “The Commission’s market investigation on Spain has given very strong indications that Spanish markets may have become national very quickly after opening to competition of these customer groups. Market participants clearly indicated that they, through their commercial suppliers (“comercializadoras”), have become active outside their incumbent areas and, on principle, although setting certain marketing priorities, try to cover the whole of the Spanish territory”.

7. ESTRUCTURA Y EFECTOS EN LOS MERCADOS

El sector eléctrico y el sector del gas están sometidos en España a regulaciones específicas, siendo la elaboración de dichas normas competencia de la Dirección General de Política Energética y Minas, (DGPEYM)¹⁵², sin perjuicio de las funciones que la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos y normativa posterior atribuye en la materia a la Comisión Nacional de Energía (CNE)¹⁵³.

Tanto la legislación posterior a 1997 referida a ambos sectores, como la normativa precedente, que puede simbolizarse por el denominado Marco Legal y Estable del sector eléctrico¹⁵⁴, tenían como objetivos fundamentales garantizar el suministro, su calidad y su coste. Sin embargo, las normas jurídicas posteriores a 1997 cuentan como elemento diferenciador de la máxima importancia el reconocimiento del funcionamiento libre del mercado y, específicamente, de las fuerzas de la competencia, como mecanismo imprescindible para la obtención eficiente de dichos objetivos¹⁵⁵.

¹⁵² En España, las competencias de la Administración General del Estado sobre energía corresponden al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por RD 562/2004 de 19 de abril de 2004, cuya estructura orgánica básica se estableció por RD1554/2004 de 25 de junio de 2004. Dentro de la Secretaría General de Energía, corresponden a la Dirección General de Política Energética y Minas, entre otras, las siguientes competencias en materia energética:

- La elaboración de las normas en materia energética y minera de acuerdo con la legislación vigente.
- La elaboración de las propuestas sobre regulación de la estructura de tarifas, precios de productos energéticos y peajes de acuerdo con la legislación vigente.
- La formulación de propuestas para la conservación y ahorro de energía, fomento de energías renovables y desarrollo de nuevas tecnologías de carácter energético y minero.
- La elaboración y, en su caso, aplicación de las medidas dirigidas a asegurar el abastecimiento energético.

¹⁵³ La Comisión Nacional de Energía es el ente regulador de los sistemas energéticos, creado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y desarrollado por el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que aprobó su Reglamento.

¹⁵⁴ El Marco Legal y Estable, facilitado por el acuerdo de 1983 entre las empresas eléctricas y el Gobierno, entró en funcionamiento en 1987 como mecanismo de regulación de precios. En este ordenamiento las tarifas se fijaban anualmente mediante la agregación de diversas partidas de costes reconocidos (“coste estándar”) y dividiendo el resultado por la demanda esperada para obtener la tarifa media agregada. Con independencia de su papel histórico, las ineficiencias económicas de dicha regulación y la imposibilidad de aprovechar las fuerzas de la competencia fueron sistemáticamente denunciadas por este Tribunal. *Vid.*, entre otros, *Remedios políticos que pueden favorecer la libre competencia en los servicios y atajar el daño causado por los monopolios*, 1993 y *La competencia en España: balance y nuevas propuestas*, 1995. Tribunal de Defensa de la Competencia. www.tdcompetencia.es

¹⁵⁵ Así, por ejemplo, la Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico indica “la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone”, mientras que la Ley 34/1998,

Esta evolución normativa y el cambio de paradigma regulatorio no es exclusivo de España. Diversos factores tecnológicos, económicos y políticos¹⁵⁶ coincidieron para hacer posible la separación de las actividades con características de monopolio natural del resto de las actividades de la industria, primero en la generación de electricidad y posteriormente en otros subsectores energéticos. Dicha separación permitió la introducción de competencia, convirtiéndose ésta en una medida de política económica prácticamente ineludible para los países desarrollados en un entorno de creciente apertura económica (globalización).

La Unión Europea no ha sido, en absoluto, ajena a las posibles ganancias en términos de eficiencia económica y bienestar de los consumidores que supondría la creación de un mercado único de electricidad y de gas en la Comunidad¹⁵⁷. Sin embargo, aunque dichos sectores se encuentren crecientemente armonizados por el derecho comunitario europeo a través del sistema de directivas¹⁵⁸, todavía subsisten importantes barreras a la entrada que impiden, desde el punto de vista de la competencia, considerar la existencia de un mercado geográfico europeo¹⁵⁹. Las consiguientes consecuencias negativas en los niveles de competencia efectiva repercuten directamente sobre los consumidores a través, entre otras, de una menor posibilidad de elección, de la ralentización de la introducción de mejoras tecnológicas o del pago de tarifas más elevadas.

de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos declara que pretende “conseguir una regulación más abierta, en la que los poderes públicos salvaguarden los intereses generales a través de la propia normativa, limitando su intervención directa en los mercados cuando existan situaciones de emergencia”. Esta regulación debe permitir, además, que la libre iniciativa empresarial amplíe su campo de actuación y la introducción en nuestro ordenamiento jurídico de realidades técnicas y mercantiles socialmente asumidas, pero carentes, en este momento, del encaje legal adecuado”.

¹⁵⁶ Entre los diferentes factores, junto a la creciente internacionalización de las economías y las nuevas tecnologías de generación, pueden señalarse el desarrollo de la política de competencia, las necesidades de convergencia nominal (Maastricht) y real o los requisitos de la Agenda de Lisboa.

¹⁵⁷ Para la descripción de las etapas *Vid.* VASCONCELOS, *Mercado ibérico e interior de electricidad*, Foro Libro Blanco, Universidad Pontificia Comillas. 2005.

¹⁵⁸ En el sector del gas *Vid.* Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE. En el sector eléctrico, *Vid.* Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

¹⁵⁹ La Comisión indicaba recientemente “Despite the Community’s significant efforts to create a single market for gas, it is the Commission’s experience from many recent merger cases that most gas markets are still national in scope”. Exactamente la misma conclusión se alcanzaba por la Comisión en los mercados de electricidad. *Vid.* [Energy Sector Inquiry - Issues Paper](#). Comisión Europea, 15 de noviembre de 2005.

7.1. Sector del gas.

Las ventas de gas natural en España durante el año 2004 alcanzaron los 316.703 GWh, incrementándose un 16,1% respecto al año 2003. El gas natural representó en 2004 un 17,4% del consumo de energía primaria en España. Este aumento de la participación ha sido rápido¹⁶⁰ y continuado. Adicionalmente, se prevé que en el año 2011¹⁶¹ el gas natural, con 44 bcm, represente el 22% del balance energético español, debido principalmente a su utilización en la producción de electricidad, tanto en centrales de ciclo combinado como, en mucha menor medida, en cogeneración.

	2001		2002		2003			2004		
	GWh	%TOT.	GWh	%TOT.	GWh	bcm	%TOT.	GWh	bcm	%TOT.
Doméstico-PYMES	39.265	18,60%	43.250	18,00%	47.756	4,11	17,50%	51.983	4,47	16,40%
Grandes clientes	131.337	62,30%	139.510	57,90%	153.819	13,23	56,40%	165.224	14,21	52,20%
Generac. eléctrica	40.365	19,10%	58.175	24,10%	71.296	6,13	26,10%	99.496	8,56	31,40%
TOTAL	210.967	100,0%	240.935	100,0%	272.871	23,47	100,0%	316.703	27,24	100,0%

NOTAS: No incluye autoconsumos ni pérdidas. El consumo doméstico incluye gas natural y gas manufacturado (0,2% del total). Grandes clientes se refiere a consumo industrial e incorpora el gas como materia prima para amoniaco. La generación eléctrica incluye la generación eléctrica convencional y la estimación del gas empleado en cogeneración.

Fuente: Secretaría de Estado de la Energía. *La Energía en España*, varios años y elaboración propia.

La demanda total de gas¹⁶² en 2004 se ha dirigido en un 16,4% al mercado doméstico-comercial, en un 52,2% a usos industriales en el mercado de grandes clientes¹⁶³ y en un 31,4% para generación eléctrica¹⁶⁴.

Desde el año 2001 hasta el 2004, la demanda total de gas natural en España ha crecido en un 50,11% (un 14,5% en tasa anual). El motor fundamental de este crecimiento, con diferencia, ha sido el empleo de gas natural para generación eléctrica en CGCC¹⁶⁵.

¹⁶⁰ En 1985 la participación del gas natural en el total de la energía consumida en España era únicamente del 2%.

¹⁶¹ Vid. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*. Septiembre 2002. <http://www6.mityc.es/energia/planificacion/public.htm>.

¹⁶² Incluyendo el gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural (0,2% del total).

¹⁶³ Excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la parte eléctrica de la cogeneración.

¹⁶⁴ Correspondiendo 11 puntos porcentuales a gas para cogeneración y 20,4 puntos porcentuales a gas destinado a generación eléctrica convencional.

¹⁶⁵ Entre 2001 y 2004 la demanda de gas natural para generación eléctrica convencional se ha incrementado en un 410,3%. (Una tasa anual del 72,16%).

A pesar de su rápido crecimiento en los últimos años¹⁶⁶, el sector del gas en España se caracteriza por su reducido grado de madurez, un porcentaje inferior al 15% de la población española tienen acceso al gas natural; por su elevada concentración, principalmente al computarse las cuotas de GAS NATURAL, empresa totalmente integrada; y por las expectativas de elevado crecimiento en los próximos años.

Por Comunidades Autónomas, en el siguiente cuadro se expresa la evolución prevista por el MITyC de la demanda total¹⁶⁷ de gas natural hasta el 2011.

Cuadro nº 5												
PREVISIÓN DE DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL EN ESPAÑA PENINSULAR (bcm y % en 2011)												
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	% 2011
Andalucía	2,1	2,7	3,1	3,6	4,1	4,4	4,8	5,2	5,5	5,8	6,2	14,1%
Aragón	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,4	1,5	1,5	1,6	3,6%
Asturias	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	1,8%
Cantabria	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	1,1	1,2	1,4	1,5	1,6	3,6%
Castilla La Mancha	0,8	0,8	0,8	1,0	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	3,9%
Castilla y León	1,3	1,6	1,7	1,9	1,9	2,1	2,2	2,2	2,4	2,5	2,6	5,9%
Cataluña	4,7	5,7	6,9	7,2	7,0	7,3	7,5	7,8	8,0	8,3	8,8	20,0%
Comunidad Valenciana	2,7	3,2	3,9	3,9	4,1	4,3	4,7	5,1	5,4	5,7	6,0	13,6%
Extremadura				0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2%
Galicia	0,3	0,4	0,6	0,6	1,0	1,4	1,6	1,8	2,0	2,1	2,2	5,0%
La Rioja	0,2	0,2	0,2	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	1,8%
Madrid	1,5	1,8	1,8	1,9	2,0	2,4	2,8	3,0	3,2	3,3	3,5	8,0%
Murcia	0,4	0,7	0,7	1,4	2,1	2,3	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	7,3%
Navarra	0,5	0,7	1,1	1,2	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,2	2,7%
País Vasco	1,6	1,6	2,4	2,7	2,8	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7	8,4%
TOTAL DEMANDA	18,1	21,5	25,4	28,4	30,3	32,3	34,9	37,2	39,6	41,4	44,0	100%

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011.

GAS NATURAL es el primer agente del sector gasista en España, con presencia en todos los mercados del gas definidos en la presente operación de concentración: aprovisionamiento, transporte, distribución y suministro a clientes finales. Por su parte, ENDESA tiene una presencia creciente en el sector a través de ENDESA GAS y ENDESA ENERGÍA.

El Tribunal estima que la variedad de agentes que opera en los diferentes mercados del gas y las especificidades de la demanda y, en su caso, de la oferta, hace imprescindible un análisis individualizado de cada mercado.

¹⁶⁶ Desde el año 2001 la demanda de consumo de gas natural en España ha crecido al 14,5%.

¹⁶⁷ *Vid.* Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*. Septiembre 2002.

7.1.1. Aprovisionamiento

El Tribunal considera que el aprovisionamiento de gas natural es un requisito indispensable para que las empresas puedan estar activas en el suministro de gas a grandes clientes, a clientes domésticos y a PYMES y para la generación de electricidad con tecnología de ciclo combinado (CGCC).

Según datos de 2004, España, con un consumo de 27,2 bcm¹⁶⁸, representaba el 1,02% del consumo mundial de gas natural, siendo la sexta economía de la UE por volumen de consumo y uno de los tres Estados miembros de la Unión con mayor tasa de crecimiento.

Cuadro nº 6											
CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL 2000-2004 (bcm y %)											
		2000		2001		2002		2003		2004	
PAIS		bcm	% bcm	bcm	% bcm	bcm	% bcm	bcm	% bcm	bcm	% bcm
UE	Reino Unido	97	3,97%	96	3,91%	95	3,75%	95	3,67%	98	3,65%
	Alemania	80	3,26%	83	3,36%	83	3,26%	86	3,29%	86	3,20%
	Italia	65	2,66%	65	2,64%	65	2,55%	71	2,72%	73	2,73%
	Francia	40	1,63%	42	1,69%	42	1,65%	43	1,66%	45	1,66%
	Holanda	39	1,61%	39	1,59%	39	1,55%	40	1,55%	44	1,62%
	España	17	0,69%	18	0,74%	21	0,82%	24	0,91%	27	1,02%
	Bélgica y Lux.	15	0,61%	15	0,59%	15	0,58%	16	0,61%	16	0,61%
	Polonia	11	0,46%	12	0,47%	11	0,44%	11	0,43%	13	0,49%
	Hungría	11	0,44%	12	0,48%	12	0,47%	13	0,50%	13	0,48%
	Austria	8	0,33%	9	0,35%	9	0,34%	9	0,36%	10	0,35%
	República Checa	8	0,34%	9	0,36%	9	0,34%	9	0,33%	9	0,33%
	Eslovaquia	7	0,27%	7	0,28%	7	0,28%	7	0,27%	7	0,25%
	Dinamarca	5	0,20%	5	0,21%	5	0,20%	5	0,21%	5	0,20%
	Finlandia	4	0,15%	4	0,17%	4	0,16%	5	0,17%	4	0,16%
	Irlanda	4	0,16%	4	0,16%	4	0,16%	4	0,16%	4	0,15%
	Lituania	3	0,11%	3	0,11%	3	0,11%	3	0,12%	3	0,12%
	Portugal	2	0,10%	3	0,11%	3	0,11%	3	0,12%	3	0,12%
	Grecia	2	0,08%	2	0,08%	2	0,08%	2	0,09%	2	0,09%
	Suecia	1	0,03%	1	0,03%	1	0,03%	1	0,03%	1	0,03%
Total UE		417	17,10%	427	17,32%	428	16,90%	447	17,19%	464	17,25%
Resto Mundo		2.020	82,90%	2.037	82,68%	2.106	83,10%	2.155	82,81%	2.224	82,75%
TOTAL		2.437	100,00%	2.464	100,00%	2.534	100,00%	2.602	100,00%	2.687	100,00%

NOTA: No se incluyen todos los Estados miembros de la UE al no disponerse de datos desagregados en la fuente.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy Junio 2005 y elaboración propia.

Atendiendo al mercado geográfico previamente definido, el consumo de España representa menos del 3% de la producción del EEE, incluyendo a Rusia y a Argelia.

¹⁶⁸ El bcm (*billion cubic meters* o mil millones de metros cúbicos) de gas natural equivale a 10.000 Mte (millones de termias), a 0,73 millones de toneladas de GNL, a 0,9 Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo) o a 11.626,4 GWh.

Por otro lado, la Secretaría General de la Energía y CORES calculan que en el último año móvil¹⁶⁹ los aprovisionamientos para el mercado nacional ascendieron a 375,5 TWh, aproximadamente 32,3 bcm. Las fuentes de aprovisionamiento del gas natural consumido en España durante el último año son variadas: Argelia (46,6%), Nigeria (15,9%), Qatar (14,4%), Noruega (6,6%) y Egipto (6,2%) aprovisionan en más de un 5% al mercado español.

Cuadro nº 7			
IMPORTACIONES DE ESPAÑA DE GAS NATURAL POR PAISES SEP 2005/OCT 2004 (GWh, bcm y %)			
	GWh	bcm	%
GAS NATURAL (GN)	118.781,3	10,2	31,6
Argelia GN	94.071,0	8,09	25,0
Noruega	24.710,3	2,13	6,6
GAS NATURAL LICUADO (GNL)	256.754,7	22,1	68,4
Argelia GNL	80.928,8	6,96	21,6
Nigeria	59.560,0	5,12	15,9
Qatar	54.002,1	4,64	14,4
Egipto	23.283,2	2,00	6,2
Omán	19.152,3	1,65	5,1
Libia	9.763,9	0,84	2,6
Malasia	4.018,2	0,35	1,1
EAU	3.755,4	0,32	1,0
Trinidad y Tobago	1.314,4	0,11	0,4
Resto países	976,4	0,08	0,3
TOTAL	375.536,0	32,30	100,0

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y CORES. Septiembre de 2005. *La Energía en España 2004*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría General de Energía. Dirección General de Política Energética y Minas y elaboración propia.

El 31,6% de los aprovisionamientos españoles se realizan bajo la forma de GN, mientras que el 68,4% es GNL, estando previsto que aumente el peso de este último sobre el total de los aprovisionamientos¹⁷⁰ en los próximos años.

El Tribunal subraya las siguientes características del aprovisionamiento de gas natural:

- La capacidad de importación por los gasoductos es aproximadamente constante en todas las épocas del año. Sin embargo, el consumo de gas natural muestra un comportamiento marcadamente cíclico¹⁷¹ que la capacidad

¹⁶⁹ Septiembre 2005/ octubre 2004. Vid. Boletín Estadístico de Hidrocarburos, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y CORES. Septiembre de 2005.

¹⁷⁰ La CNE prevé que el porcentaje de GNL sobre el total de aprovisionamientos sea 66 % en 2005, 71% en 2006, 75% en 2007 y 72% en 2008.

¹⁷¹ El mayor consumo se da en los meses de invierno. Dicha estacionalidad, en los últimos años, es más pronunciada en el mercado regulado por la salida de la tarifa de los clientes industriales, menos estacionales y de mayor consumo.

de almacenamiento¹⁷² del sistema gasista español, en la actualidad, no está capacitado para compensar completamente sin recurrir a la importación de GNL.

- En consecuencia, el aprovisionamiento de GNL, importante durante todo el año, se convierte en vital durante los meses de invierno, debiendo acudirse a los mercados al contado¹⁷³ para el aprovisionamiento del gas necesario¹⁷⁴.
- El trazado de los gasoductos condiciona, económica y técnicamente, el destino de una parte substancial del consumo (el transportado en forma de GN) especialmente en el caso de España, por su carácter peninsular¹⁷⁵.
- En España, al igual que en otros Estados miembros de la UE, la identidad de los grupos empresariales con capacidad de aprovisionamiento efectivamente implantados en territorio nacional no coincide con los grupos presentes en otros países de nuestro entorno.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, indica que en la actividad de aprovisionamiento en España actúan, entre otros, los siguientes operadores:

- GRUPO GAS NATURAL, a través de Sagane, Gas Natural Trading y GAS NATURAL APROVISIONAMIENTOS, aprovisiona al mercado regulado, a GAS NATURAL COMERCIALIZADORA y a otros comercializadores.
- GRUPO ENI (SNAM y ENI) aprovisiona a IBERDROLA, CEPSA y UNIÓN FENOSA.
- BP GAS MARKETING aprovisiona fundamentalmente a BP GAS ESPAÑA.
- CARBOEX aprovisiona a ENDESA ENERGÍA.
- Otros como GAZ DE FRANCE, BILBAO BIZKAIA ELECTRICIDAD (BBE), SHELL y REPSOL que controla, junto a LA CAIXA, a GAS NATURAL.

Cruzando dicha información con las empresas destinatarias de dichos aprovisionamientos en España¹⁷⁶ se pueden obtener las cuotas de los diferentes

¹⁷² Debido, fundamentalmente, a las limitaciones de extracción e inyección.

¹⁷³ Los principales mercados organizados de gas natural son el *National Balancing Point* del Reino Unido (NBP), el *Title Transfer Facility* en Holanda (TTF) y, fundamentalmente, el *Henry Hub* (HH) en Estados Unidos, sobre el que se negocian los contratos a futuro (hasta 18 meses) en el *New York Mercantile Exchange* (NYMEX).

¹⁷⁴ Esto implica que, económicamente, en estas transacciones al contado (*spot*) el precio del gas es mucho más elevado al reflejar, en mayor medida, el coste de oportunidad de dicho gas necesario para calefacción (lo que alguien está dispuesto a pagar en situación de necesidad) que el coste marginal de la materia prima.

¹⁷⁵ Otra peculiaridad del aprovisionamiento de gas natural con destino a España es la inexistencia de gas proveniente de Rusia. Por el contrario, Rusia aprovisiona el 33% del gas natural consumido en la UE-15. Vid. Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión Europea. *European Union Energy and Transport in Figures*. 2004.

¹⁷⁶ Vid. Informe sobre el consumo de gas natural en el 2004. Julio 2005. CNE.

grupos empresariales activos en el aprovisionamiento a España y, de esta forma, determinar el índice Herfindahl-Hirschman¹⁷⁷ IHH¹⁷⁸.

Cuadro nº 8					
GRUPOS APROVISIONADORES DE GAS NATURAL EN ESPAÑA, 2004 (GWh, bcm y %)					
APROVISIONADOR	APROVISIONADO	GWh	bcm	% TOTAL	
GAS NATURAL		204.724	17,61	62,0%	
	GAS NATURAL COMERCIALIZADORA	148.590	12,78	45,0%	
	ENAGAS	56.134	4,83	17,0%	
GRUPO ENI (SNAM y ENI)		62.738	5,40	19,0%	
	IBERDROLA	36.322	3,12	11,0%	
	CEPSA	13.208	1,14	4,0%	
	UNIÓN FENOSA	13.208	1,14	4,0%	
BP MARKETING	BP	19.812	1,70	6,0%	
CARBOEX (ENDESA)	ENDESA	9.906	0,85	3,0%	
REPSOL	BBE	9.906	0,85	3,0%	
NATURGAS	NATURGAS COMERCIALIZADORA	9.906	0,85	3,0%	
SHELL	SHELL	6.604	0,57	2,0%	
GAS DE FRANCE	GdF	3.302	0,28	1,0%	
GET	GET	3.302	0,28	1,0%	
	TOTAL	330.200	28,40	100,0%	
GAS NATURAL + ENDESA + REPSOL		224.536	19,31	68,0%	
PRO-MEMORIA					
IHH Pre.	4.646.0	IHH Post.	5.036.0	Δ IHH	390.0
C2 Pre.	84.0	C2 Post.	87.0	Δ C2	3.0
C3 Pre.	90.0	C3 Post.	93.0	Δ C3	3.0

NOTA: Incluso con la hipótesis de que los aprovisionamientos de GAS NATURAL a ENAGAS no se atribuyesen al primero para calcular el IHH, el IHH post concentración se elevaría a 3.302, con un Δ IHH de 288.

Fuente: *La Energía en España 2004*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría General de Energía. Dirección General de Política Energética y Minas. *Informe sobre el consumo de gas natural en el 2004*. Julio 2005 y elaboración propia.

Las principales precisiones que se deben hacer en referencia a los datos contenidos en el cuadro anterior son las siguientes:

1. En España, en el año 2004, el 17% de los aprovisionamientos se destinaron al segmento regulado (ENAGAS) y el 83% al segmento libre.

¹⁷⁷ El índice Herfindahl-Hirschman es un indicador del grado de concentración global de un mercado y se define como la suma de los cuadrados de las cuotas de las empresas competidoras. En la práctica estadounidense, las concentraciones con IHH superiores a 1.800 y variaciones del IHH ("deltas") superiores a 100 merecen especial atención. En derecho comunitario, es improbable que la Comisión encuentre problemas de competencia horizontal en una concentración que dé lugar a un IHH de entre 1000 y 2000 y a un delta inferior a 250, o en una concentración que arroje un IHH superior a 2000 y un delta inferior a 150, salvo que se den circunstancias especiales.

¹⁷⁸ Aunque desde el punto de vista de la demanda el mercado geográfico sea, al menos, europeo, el Tribunal ha indicado la necesidad de analizar las peculiaridades nacionales en el aprovisionamiento. Adicionalmente, debe recordarse que los IHH miden la concentración de la oferta.

- El segmento regulado es abastecido por ENAGAS, principalmente a partir de GN argelino suministrado por GAS NATURAL, en virtud de lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 6/2000¹⁷⁹.
- El segmento libre lo abastece mayoritariamente GAS NATURAL, con una cuota del 54,2%¹⁸⁰. El resto de proveedores de España tienen volúmenes significativamente inferiores al de GAS NATURAL.

2. GAS NATURAL¹⁸¹ tiene firmados diferentes contratos de aprovisionamiento¹⁸², tanto de GN como de GNL.

- En primer lugar, su filial al 100%, SAGANE, es titular del contrato de suministro¹⁸³ de gas argelino transportado a través del gasoducto del

¹⁷⁹ El Artículo 15 del Real Decreto 6/2000 indica que el titular del contrato de aprovisionamiento de GN procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb asignará un 75 % del gas proveniente del mismo a ENAGAS, que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifa. El 25% restante se destina a comercializadores para su venta en el mercado.

¹⁸⁰ El notificante señala que la Comisión Europea atribuye a Gas Natural un porcentaje de los aprovisionamientos a España del 40%, inferior al 45% que le atribuye la CNE.

¹⁸¹ El contrato está firmado por Sagane, sociedad propiedad al 100% de Gas Natural.

¹⁸² Las condiciones habituales de los contratos de aprovisionamiento de gas natural son las siguientes:

— [

[CONFIDENCIAL]

]

¹⁸³ En diciembre de 2000 ENAGAS escindió su rama de aprovisionamiento de gas en favor de GAS NATURAL, incluyendo sus contratos de aprovisionamiento, existencias de gas natural en almacenamientos, yacimientos y combustible en buque. Desde entonces, las sociedades de aprovisionamiento del grupo GAS NATURAL (SAGANE y GAS NATURAL APROVISIONAMIENTOS) transmiten GN y GNL a ENAGAS para atender al suministro del mercado regulado. SAGANE suministra GN procedente de Argelia y GAS NATURAL APROVISIONAMIENTO suministra GNL que

Magreb¹⁸⁴, que permite que se retiren las cantidades necesarias para el mercado a tarifa¹⁸⁵. Adicionalmente, se aprovisiona de GN procedente de Noruega por el gasoducto de Lacq-Calahorra.

- GAS NATURAL es titular de contratos de compra con Argelia¹⁸⁶, Trinidad y Tobago, Nigeria, Qatar, Noruega y Libia. También tiene un contrato con Repsol YPF de [CONFIDENCIAL].
- Los contratos de los proveedores y, en particular, los de GAS NATURAL con proveedores internacionales son a largo plazo [CONFIDENCIAL] e incluyen cláusulas [CONFIDENCIAL]¹⁸⁷, con algunas otras que [CONFIDENCIAL]¹⁸⁸, en ocasiones, otras [CONFIDENCIAL]¹⁸⁹.

3. ENDESA se suministra de GAS NATURAL ([CONFIDENCIAL] bcm/año) y tiene otros contratos de suministro a través de CARBOEX con SONATRACH ([CONFIDENCIAL]) y con RAS LAFFAN LNG LTD ([CONFIDENCIAL] bcm/año). Además se suministra de ENAGAS a tarifa para las distribuidoras ([CONFIDENCIAL] bcm/año). En 2006 entrará en vigor un contrato con NIGERIA LNG LIMITED (1 bcm/año). GAS NATURAL estima que ENDESA tiene contratado un 4% del total de la capacidad de acceso al sistema gasista español.
4. En cuanto a las actividades de *midstream*, cabe señalar que en abril de 2005, REPSOL YPF y el GAS NATURAL constituyeron la sociedad conjunta, participada al 50% REPSOL-GAS NATURAL LNG S.L.¹⁹⁰., destinada al desarrollo del negocio

puede proceder de Argelia, Trinidad y Tobago o Libia, de acuerdo con lo establecido por el artículo 15 del Real Decreto Ley 6/2000 y la Orden Ministerial de 12 de febrero de 2001, sobre el procedimiento de cálculo único para la obtención del precio del aprovisionamiento de todo el mercado regulado. El suministro a ENAGAS se produce desde 1 de agosto de 2001 sin que ésta asuma responsabilidad alguna por la falta de retirada de gas en concepto de *take or pay* y el precio es el que fija periódicamente la Administración como coste de materia prima (CMP) y el precio de cesión de ENAGAS a las distribuidoras. Finalmente, el contrato de suministro entre GAS NATURAL y ENAGÁS se extinguirá automáticamente cuando desaparezca la obligación legal de ENAGAS de atender el suministro al mercado regulado.

¹⁸⁴ Dicho contrato se denomina SAGANE I.

¹⁸⁵ Dicho aprovisionamiento, debido a la estacionalidad del consumo, debe ser complementado con GNL procedente de otros contratos que GAS NATURAL tiene con Argelia, Libia y Trinidad y Tobago. Todos ellos, han sido contratos empleados en ejercicios anteriores para la determinación del coste de la materia prima (CMP) en el cálculo de la tarifa.

¹⁸⁶ En concreto, SAGANE, sociedad propiedad al 100% de GAS NATURAL, es la propietaria de dos contratos de compra de gas natural argelino con SONATRACH: un contrato de [CONFIDENCIAL] bcm, destinado preferentemente al suministro a tarifa, y otro de [CONFIDENCIAL] bcm, ambos en vigor hasta [CONFIDENCIAL].

¹⁸⁷ [CONFIDENCIAL]

¹⁸⁸ [CONFIDENCIAL]

¹⁸⁹ [CONFIDENCIAL]

¹⁹⁰ El Servicio indica que, de acuerdo con su análisis preliminar, se trataría de una empresa en participación sin plenas funciones, en atención, en particular, a la dependencia de sus matrices.

de GNL a través de proyectos integrados, transporte marítimo, *trading*, compra y comercialización en el mercado mayorista internacional. Según la notificante estas actividades están en un estado inicial de desarrollo.

5. Finalmente, GAS NATURAL tiene contratados [CONFIDENCIAL] buques metaneros y [CONFIDENCIAL]. Su capacidad total asciende aproximadamente a [CONFIDENCIAL] m³ y están contratados hasta períodos que oscilan entre [CONFIDENCIAL]. A ellos se añaden [CONFIDENCIAL] buques más contratados por REPSOL. Todos ellos están operados por la sociedad REPSOL-GAS NATURAL LNG S.L.

En conclusión, según los datos disponibles, el Tribunal estima que en el mercado del aprovisionamiento, el Grupo GAS NATURAL es el principal aprovisionador del territorio nacional con una cuota próxima al 70% del gas destinado a España.

El hecho de que el mercado geográfico tenga un ámbito europeo, que los oferentes tengan un elevado poder de mercado y que estén entrando operadores internacionales verticalmente integrados no evita, en el presente caso, que la posición de GAS NATURAL se vea reforzada con la operación analizada debido a:

- La adición a la cuota de GAS NATURAL de los aprovisionamientos de CARBOEX (ENDESA) (3%)¹⁹¹.
- La desaparición de ENDESA como competidor en el aprovisionamiento y como competidor potencial en los negocios de *midstream*, en los que la adquirente opera a través de una empresa en participación con una de sus matrices, REPSOL, de mayor gravedad.

7.1.2. Transporte

En diciembre de 2004, según información de MITyC, CNE y ENAGAS, España poseía 8.397 Km de gasoductos de transporte, tres almacenamientos subterráneos¹⁹², nueve estaciones de compresión, cuatro plantas regasificadoras¹⁹³ y cuatro¹⁹⁴ conexiones

¹⁹¹ Atendiendo al poder de mercado de los oferentes, el refuerzo del poder de compra que supone para el Grupo GAS NATURAL el bcm/año adicional aportado por ENDESA es prácticamente inexistente.

¹⁹² Los tres almacenamientos subterráneos actuales España están situados en dos emplazamientos, correspondientes a yacimientos de gas natural ya agotados: Serrablo (Huesca), con dos estructuras distintas: Aurín y Jaca y Gaviota (almacenamiento *off-shore*) situado cerca de Bermeo, frente a la costa de Vizcaya.

¹⁹³ ENAGAS es propietario de tres de las plantas de regasificación existentes en España (Barcelona, Cartagena y Huelva), así como de la propiedad o gestión de los almacenamientos de gas natural.

¹⁹⁴ Con Marruecos (gasoducto Magreb-Europa, por el que se transporta el gas procedente de Argelia), Francia (gasoducto Lacq-Calahorra, que conecta la red española con la francesa y por el que se transporta el gas procedente de Noruega) y dos con Portugal, en Badajoz y Tui (Pontevedra).

internacionales, además de numerosas plantas satélite de GNL y otras instalaciones auxiliares.

En 2004 estaban registradas como empresas transportistas las siguientes:

- ENAGAS, S.A., principal empresa transportista en España, con una cuota del 89,9%. Actúa como operador técnico del sistema, responsable de la gestión de la red básica y de la de transporte secundario. Garantiza la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución. Participa con TRANSGAS, la empresa transportista de Portugal, en los gasoductos AL ANDALUS S.A. Y EXTREMADURA S.A.
- GAS NATURAL SDG.
- GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A. (NATURCORP MULTISERVICIOS¹⁹⁵) Opera en el País Vasco.
- TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.¹⁹⁶.
- INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA, S.L., titular del gasoducto que conecta el gasoducto Barcelona-Valencia con la central térmica de Castejón.
- ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.
- BAHÍA BIZKAIA GAS, S.L. (BBG), empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana).

7.1.2.1. Red gasista peninsular

El notificante indica que la presencia de GAS NATURAL en la Península se limita a nueve ramales situados en Cataluña, Comunidad Valenciana y Castilla-La Mancha, que conectan con líneas directas propiedad de los consumidores. Por su parte, ENDESA GAS TRANSPORTISTA tiene 166 Km de gasoducto de transporte y una participación del 45% en TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.

En el siguiente cuadro se recogen los kilómetros de la red de transporte de gas en el territorio peninsular español, así como las cuotas de las principales empresas y grupos transportistas que operan en España.

¹⁹⁵ GAS NATURAL cuenta con una participación del 9,39% en el capital de Naturcorp Multiservicios S.A, sociedad controlada conjuntamente por EDP y el Ente Vasco de la Energía.

¹⁹⁶ ENDESA posee una participación del 45% de su capital.

Cuadro nº 9			
EMPRESAS TRANSPORTISTAS GAS EN ESPAÑA DICIEMBRE 2004 (Km. y %)			
GRUPO	EMPRESA	KM	% KM
	ENAGAS	6.834	81,39%
	Al-Andalus (Enagas+Transgas)	277	3,30%
	Gasoducto de Extremadura (Enagas+Transgas)	250	2,98%
TOTAL ENAGAS		7.370	87,68%
	Gas Natural SDG	624	7,43%
	Endesa Gas Transportista	166	1,98%
GAS NATURAL + ENDESA		519	9,41%
	Gas de Euskadi Transporte S.A.U.	153	1,82%
Gas de Euskadi Transporte S.A.U.		153	1,82%
	Transportista Regional del Gas	41	0,95%
Transportista Regional del Gas		41	0,95%
	Infraestructuras Gasistas de Navarra	13	0,15%
Infraestructuras Gasistas de Navarra		13	0,15%
TOTAL		8.397	100,0%
PROMEMORIA			
	IHH Pre.	7.750,2	
	C2 Pre.	95,1	
	C3 Pre.	97,1	
	IHH Post	7.779,6	
	C2 Post	97,1	
	C3 Post	98,9	
	Δ IHH	29,3	
	Δ C2	2,0	
	Δ C3	1,8	

Fuente: ENAGAS, CNE, Notificación y elaboración propia.

En conclusión, según los datos disponibles, el Tribunal estima que en el transporte de gas, actividad regulada con características económicas de monopolio natural, la integración de GAS NATURAL y ENDESA daría lugar a un transportista con el 9,4% de la red de gasoductos de transporte existentes en la Península, no existiendo un reforzamiento de la posición de GAS NATURAL debido a:

- La adición de la red de transporte de gas de ENDESA (1,98%) es claramente marginal.
- La presencia de ENAGAS, S.A., principal empresa transportista en España, con una cuota del 87,7% y que actúa como operador técnico del sistema, responsable de la gestión de la red básica y de la de transporte secundario.

7.1.2.2. Infraestructuras de importación de gas

Las plantas de regasificación y los gasoductos internacionales constituyen activos esenciales para la importación de gas, líquido o gaseoso, y su entrada en la red nacional de transporte y almacenamiento.

Aunque desde el punto de vista de la demanda ambas alternativas deban considerarse sustitutivas, la diferencia de costes¹⁹⁷ que puede existir entre la importación de GN y GNL hacen recomendable analizar cada vía de importación.

En el cuadro 10 se resumen las capacidades actuales y las previstas para el próximo año de las infraestructuras de importación¹⁹⁸ de gas natural en España, así como los titulares de dichas infraestructuras.

Cuadro nº 10						
INFRAESTRUCTURAS IMPORTACIÓN DE GAS. TERRITORIO PENINSULAR ESPAÑOL. (bcm, %)						
TITULAR	TIPO	INFRAESTRUCTURA	2005		2006	
			bcm	% bcm	bcm	% bcm
ENAGAS	Gasoducto importación	Larrau	2,9	6,14%	2,9	4,51%
	Gasoducto importación	Tarifa	11,1	23,52%	11,1	17,26%
	Total Gasoducto		14	29,66%	14	21,77%
	Planta regasificadora	Planta Barcelona	9,1	19,28%	12,1	18,82%
	Planta regasificadora	Planta Cartagena	7,9	16,74%	10,5	16,33%
	Planta regasificadora	Planta Huelva	9,2	19,49%	10,5	16,33%
	Total regasificadoras		26,2	55,51%	33,1	51,48%
Total ENAGAS		40,2	85,17%	47,1	73,25%	
BBG	Planta regasificadora	Planta Bilbao	7	14,83%	7	10,89%
Total BBG¹⁹⁹			7	14,83%	7	10,89%
SAGGAS²⁰⁰	Planta regasificadora	Planta Sagunto	0	0,00%	6,6	10,26%
Total SAGGAS			0	0,00%	6,6	10,26%
REGANOSA²⁰¹	Planta regasificadora	Planta Reganosa	0	0,00%	3,6	5,60%
Total REGANOSA			0	0,00%	3,6	5,60%
TOTAL			47,2	100,00%	64,3	100,00%

Fuente: Notificación y elaboración propia.

¹⁹⁷ Se suele indicar que para distancias superiores a aproximadamente 1.000 Km resulta más barato transportar GNL que GN a través de un gasoducto submarino. Si el gasoducto es terrestre, la distancia a partir de la cual el precio unitario del GNL es menor se cifraría en aproximadamente 4.000 Km. En la práctica del mercado influyen otras muchas variables como los contratos individuales de aprovisionamiento firmados, el coste de la regasificación y almacenamiento de GNL, las mejoras tecnológicas en los metaneros o los compromisos de inversión de las empresas que se aprovisionan en los países productores. No obstante, existen indicios que apuntan a que el gas procedente del gasoducto del Magreb está entre los más competitivos de España.

¹⁹⁸ No se incluye en dicho cuadro el gasoducto de MEDGAZ, porque su entrada en funcionamiento se prevé en 2009, ni la conexión internacional por Irún, promovida por NATURCORP, pues la finalización del gasoducto Bergara-Irún se prevé para finales de 2007. Tampoco se incorporan las plantas de regasificación previstas en Canarias, una en Gran Canaria y otra en Tenerife (Compañía Transportista de Gas Canarias), pues su construcción se prevé, al menos, en 2008 y porque en la presente operación, la dimensión del mercado se limita al territorio peninsular español.

¹⁹⁹ BBG tiene como accionistas a IBERDROLA, BP, REPSOL y EVE, que ejercen control conjunto sobre ella. Vid. caso M.1190 AMOCO / REPSOL / IBERDROLA / ENTE VASCO DE LA ENERGIA.

²⁰⁰ SAGGAS está participada por UNIÓN FENOSA GAS (42,5%), IBERDROLA (30%), ENDESA (20%) y OMÁN OIL CO (7,5%). Vid. Asunto del Servicio N-271 Planta de regasificación de Sagunto.

²⁰¹ REGANOSA pertenece a ENDESA (21%), UNIÓN FENOSA (21%), G. TEJEIRO (18%), XUNTA DE GALICIA (10%), SONATRACH (10%), CAIXA GALICIA (10%), CAIXA NOVA (5%) y BANCO PASTOR (5%).

El Tribunal constata que las infraestructuras de importación de gas natural en funcionamiento son utilizadas mayoritariamente por empresas aprovisionadoras pertenecientes al Grupo GAS NATURAL, previéndose durante los próximos años una participación creciente de ENDESA en las mismas.

En lo que respecta a los gasoductos de importación:

- GAS NATURAL controla, a través de SAGANE, el 72,6% de EUROPE MAGREB PIPELINE LTD (EMPL) y el 72,35% de METRAGAZ S.A., sociedades propietaria y operadora²⁰², respectivamente, del gasoducto Magreb-Europa por el que se hace llegar a los mercados español y portugués gas procedente de Argelia²⁰³.
- Los aprovisionamientos de gas natural a través de los gasoductos de Lacq-Calahorra y El Magreb, están utilizados casi exclusivamente por las empresas aprovisionadoras pertenecientes a GAS NATURAL²⁰⁴.
- ENDESA tiene una participación del 12% en el gasoducto de Medgaz²⁰⁵, que unirá Argelia con Almería²⁰⁶ y está previsto que comience a operar en 2009.

En lo que concierne a las plantas de regasificación²⁰⁷:

- La capacidad en las cuatro plantas de regasificación existentes en la actualidad²⁰⁸ se destina en un 83% al segmento libre y en un 17% al segmento

²⁰² La SOCIETÈ NATIONALE DE PRODUITS PETROLIERS (SNPP) ostenta un 0,68% del capital de METRAGAZ. El resto de la participación en las dos sociedades pertenece a TRANSGÁS, la transportista portuguesa.

²⁰³ GAS NATURAL indica que el tramo argelino del gasoducto del Magreb está controlado al 100% por SONATRACH, el tramo marroquí está controlado conjuntamente por GAS NATURAL y TRANSGÁS y en el tramo español, la propiedad y el control son compartidos por ENAGAS y TRANSGÁS.

²⁰⁴ GAS NATURAL estima que 2005 se importarán aproximadamente [CONFIDENCIAL] bcm de gas a través del gasoducto del Magreb. En la actualidad hay dos contratos que utilizan esa vía de entrada:

- El contrato SAGANE I que, de acuerdo con el Real Decreto 6/2000, se destina preferentemente al mercado regulado. Según GAS NATURAL, [CONFIDENCIAL] bcm se destinan al mercado regulado y [CONFIDENCIAL] a GAS NATURAL para el suministro al mercado libre. Adicionalmente, [CONFIDENCIAL]bcm se destinan a TRANSGAS. ([CONFIDENCIAL] bcm).
- El contrato IN SALAH, que fue una subasta internacional que ganó el Grupo GAS NATURAL. Se destinan [CONFIDENCIAL] bcm a GAS NATURAL (SAGANE II); [CONFIDENCIAL] bcm a ENI; [CONFIDENCIAL] bcm a GAZ DE FRANCE y [CONFIDENCIAL] bcm a IBERDROLA.

²⁰⁵ El titular del gasoducto de Medgaz es MEDGAZ S.A., empresa participada por CEPSA (20%), SONATRACH (20%), ENDESA (12%), IBERDROLA (12%), BP (12%), GdF (12%) y TOTAL (12%).

²⁰⁶ El gasoducto submarino de 200 Km unirá Beni Saf, en Argelia, con Almería. Tendrá una capacidad inicial de 8 bcm/año.

²⁰⁷ Una vez en funcionamiento la planta de Sinés (Portugal), propiedad de Gas de Portugal, suministra el GNL al mercado portugués. No hay tránsito de GNL con dicho país.

regulado, en virtud de un contrato²⁰⁹ entre GAS NATURAL COMERCIALIZADORA y ENAGAS.

- ENDESA participa en las futuras plantas de regasificación de REGANOSA en Mugardos y de SAGGAS en Sagunto. La participación en la planta de regasificación de REGANOSA es del 21% y en la de Sagunto del 20%²¹⁰.
- Adicionalmente, REPSOL tiene una participación del 25% en BBG, la sociedad que explota la planta regasificadora de Bilbao.

El Tribunal considera que en el mercado del transporte de gas natural y, específicamente, en lo que concierne a las infraestructuras de importación existe, previamente a la operación analizada, un elevado nivel de concentración, destacando la presencia de GAS NATURAL como principal demandante de los servicios de dichas infraestructuras. Atendiendo a dicha estructura y a los incentivos de comportamiento de los agentes, puede concluirse que, en este mercado, la posición del grupo resultante se vería reforzada con la operación analizada debido a:

- El solapamiento de las capacidades contratadas y las participaciones en las infraestructuras de importación de GAS NATURAL y ENDESA, tanto presentes (gasoductos de Lacq-Calahorra y El Magreb y plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena y Bilbao) como previstas en el corto y medio plazo (gasoducto de Medgaz y plantas de Mugardos y Sagunto).
- Los precedentes recientes de GAS NATURAL en este mercado, incurriendo en prácticas prohibidas por el artículo 6º de la Ley de Defensa de la Competencia y por el artículo 82 del Tratado de la Unión Europea²¹¹.

²⁰⁸ La capacidad actual de dichas regasificadoras (Barcelona, Huelva, Cartagena y BBG) es de 90 Mm3/día.

²⁰⁹ El 27 de julio de 2001 ENAGAS y GAS NATURAL COMERCIALIZADORA suscribieron un contrato de prestación de servicios de regasificación de GNL (“contrato deslizante”) procedente de contratos de aprovisionamiento sujetos a compromisos [CONFIDENCIAL] por el que, durante [CONFIDENCIAL] años, GAS NATURAL COMERCIALIZADORA se reservaba una capacidad de regasificación de [CONFIDENCIAL] GWh/día en las plantas de Barcelona y Cartagena. Esa capacidad se destinaba, en primer lugar, a suministrar a ENAGAS el gas necesario para atender cada año las necesidades del mercado regulado en España, quedando (“deslizándose”) el resto de la capacidad objeto de contrato a disposición de GAS NATURAL COMERCIALIZADORA para su venta en el mercado libre. Este contrato fue prohibido por el Tribunal el 16 de junio de 2005 .Vid. Expte. 580/04, Gas Natural. www.tdcompetencia.es

El 27 de marzo de 2003, GAS NATURAL COMERCIALIZADORA comunicó a ENAGAS su decisión de modificar el contrato de 27 de julio de 2001, de forma que se abandonaba el mecanismo de deslizamiento y se contrataba en firme en la planta de Barcelona a lo largo del período contractual de quince años cierta capacidad de regasificación ([CONFIDENCIAL]).

²¹⁰ ENDESA no ejercerá control conjunto sobre REGANOSA y sí sobre SAGGAS (Sagunto).

²¹¹ El Tribunal declara, en la resolución del Expte. 580/04, Gas Natural, que el Grupo GAS NATURAL “ha incurrido en una práctica prohibida por el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia y por el art. 82 del Tratado de la Unión Europea, por haber obstaculizado por vía contractual el acceso de

- La desaparición de ENDESA como empresa con participación en infraestructuras alternativas de importación, tanto gasoducto como plantas de regasificación.

7.1.3. Distribución

La LSH establece en su artículo 59.4 que las redes de distribución 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 o de transporte secundario²¹².

La distribución tienen carácter de actividad regulada, cuyo régimen económico y de funcionamiento se debe ajustar a lo previsto en la legislación. De hecho, la retribución de los operadores que gestionan las redes de distribución se determina por Orden Ministerial²¹³, pudiendo utilizarse dicha información, como hace el Servicio, para aproximar las cuotas de mercado de cada grupo empresarial²¹⁴.

De acuerdo con el cuadro 11, en el año 2005 GAS NATURAL es retribuido por la actividad regulada de distribución de gas en España, con un 84,5% del coste acreditado. Por su parte, ENDESA recibe, en 2005, el 5,1%. El IHH²¹⁵ se eleva hasta 8.137, con un incremento respecto al nivel previo del IHH (*delta*) de 867. Estas magnitudes no se han alterado significativamente desde, al menos, el ejercicio 2003.

Adicionalmente, el Tribunal, por exhaustividad, ha realizado estos mismo cálculos a partir de las cifras energéticas de gas natural distribuido en España en los años 2004 y 2005 por los distintos grupos empresariales. Estos datos, provenientes del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo están más actualizados, son también de gran precisión y están igualmente relacionados con el mercado afectado.

terceros a la capacidad de regasificación, acceso esencial para el suministro de gas natural en el mercado español". Adicionalmente, se impone a GAS NATURAL una multa de ocho millones de euros.

²¹² El Servicio indica que la red de distribución española está integrada por 39.496 km de gasoductos de presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares, así como por 2.108 estaciones de regulación y 39 sistemas de odorización.

²¹³ Vid. Orden ITC/102/2005, de 28 de enero.

²¹⁴ La retribución a GAS NATURAL por su actividad de distribución en el 2005, (995,5 millones de euros) corresponde con el 84,6% de la retribución total del sistema de distribución español.

²¹⁵ El IHH calculado a nivel nacional es una media ponderada de los IHH en los diferentes mercados regionales.

Cuadro nº 11 COSTE ACREDITADO A LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN A CADA EMPRESA. 2003, 2004 y 2005 (EUR y %)							
GRUPO	EMPRESA	2003		2004		2005	
		RETRIBUCION €	%	RETRIBUCION €	%	RETRIBUCION €	%
Grupo GAS NATURAL	CEGAS, S. A.	50.132.636	4,88%	55.869.299	5,12%	63.414.512	5,38%
	Gas Andalucía, S. A.	41.617.314	4,05%	44.849.466	4,11%	49.148.219	4,17%
	Gas Cantabria, S. A.	12.695.866	1,23%	13.867.674	1,27%	16.093.160	1,37%
	Gas Castilla y León, S. A.	42.711.945	4,15%	45.443.765	4,16%	54.398.718	4,62%
	Gas Castilla-La Mancha, S. A.	16.969.714	1,65%	18.669.449	1,71%	20.939.527	1,78%
	Gas Galicia, S. A.	14.148.039	1,38%	16.299.148	1,49%	17.858.798	1,52%
	Gas La Coruña, S. A.	2.268.270	0,22%	2.652.256	0,24%	3.522.559	0,30%
	Gas Murcia, S. A.	7.260.804	0,71%	8.246.573	0,76%	9.266.770	0,79%
	Gas Natural SDG, S. A.	664.745.181	64,64%	695.176.849	63,69%	732.056.685	62,13%
	Gas Navarra, S. A.	16.197.308	1,58%	17.592.453	1,61%	19.058.558	1,62%
Gas Rioja, S. A.	8.186.691	0,80%	8.925.078	0,82%	9.714.658	0,82%	
Total Grupo GAS NATURAL		876.933.768	85,28%	927.592.010	84,98%	995.472.164	84,49%
Grupo NATURCORP	BilboGas, S. A.	7.615.143	0,74%	8.378.781	0,77%	9.133.882	0,78%
	Donostigas, S. A.	7.220.507	0,70%	7.509.404	0,69%		0,00%
	Gas de Asturias, S. A.	30.644.243	2,98%	32.553.340	2,98%		0,00%
	Gas de Euskadi	40.401.543	3,93%	44.010.087	4,03%		0,00%
	Gas Figueres, S. A.	886.383	0,09%	1.007.746	0,09%		0,00%
	Gas Hernani, S. A.	894.505	0,09%	931.170	0,09%	997.117	0,08%
	Gas Natural de Álava, S. A.	11.297.046	1,10%	11.892.955	1,09%	12.434.528	1,06%
	Gas Pasaia, S. A.	474.071	0,05%	499.461	0,05%	557.822	0,05%
	Gas Tolosa, S. A.	1.009.939	0,10%	1.046.731	0,10%	1.092.360	0,09%
	Natucorp Redes, S. A.		0,00%		0,00%	96.599.653	8,20%
Total Grupo NATURCORP		100.443.380	9,77%	107.829.675	9,88%	120.815.362	10,25%
Grupo ENDESA	Distribuidora Regional, S. A.	3.344.341	0,33%	3.985.892	0,37%	4.045.674	0,34%
	Distribuidora y Comercializadora de Gas Extremadura, S. A.	4.791.439	0,47%	5.402.406	0,49%	6.203.616	0,53%
	Gas Alicante, S. A. U.	1.061.738	0,10%	1.190.710	0,11%	1.250.424	0,11%
	Gas Aragón, S. A.	19.250.293	1,87%	20.980.714	1,92%	22.853.277	1,94%
	Gesa Gas, S. A.	19.030.787	1,85%	20.297.897	1,86%	23.201.609	1,97%
	Meridional del Gas, S. A. U.	2.265.250	0,22%	2.815.036	0,26%	2.871.477	0,24%
Total Grupo ENDESA		49.743.848	4,84%	54.672.655	5,01%	60.426.077	5,13%
GAS Y SERVICIOS MÉRIDA	Gas y Servicios Mérida, S. L.	764.212	0,07%	831.621	0,08%	845.980	0,07%
GAS DIRECTO	Gas Directo, S. A.	421.024	0,04%	655.528	0,06%	631.972	0,05%
TOTAL		1.028.306.232	100,00%	1.091.581.489	100,00%	1.178.191.555	100,00%
PROMEMORIA							
	IHH Pre.	7.391,4		IHH Pre.	7.343,7	IHH Pre.	7.270,3
	C2 Pre.	95,0		C2 Pre.	94,9	C2 Pre.	94,7
	IHH Post	8.216,5		IHH Post	8.195,0	IHH Post	8.136,9
	C2 Post	99,9		C2 Post	99,9	C2 Post	99,9
	ΔIHH	825,1		ΔIHH	851,2	ΔIHH	866,7
	ΔC2	4,8		ΔC2	5,0	ΔC2	5,1

Fuente: Orden ECO/30/2003, de 16 de enero, Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, Orden ITC/102/2005, de 28 de enero y elaboración propia. NOTA: Los indicadores de concentración de 2003 y 2004 contemplan la hipótesis de que la operación hubiese tenido lugar dichos años.

Cuadro nº 12

DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ESPAÑA: CONSUMO DE GAS NATURAL VEHICULADO POR DISTRIBUIDORAS. 2004 Y ÚLTIMO AÑO MÓVIL (MWh y %)

GRUPO	EMPRESA	2004		Oct 2004- Sep 2005	
		MWh	%MWh	MWh	%MWh
GRUPO GAS NATURAL	GAS MURCIA SDG, S.A.	177.815	0,28%	256.008	0,41%
	GAS NATURAL ANDALUCIA, S.A.	1.016.689	1,62%	974.868	1,57%
	GAS NATURAL CANTABRIA, SDG, S.A.	610.547	0,97%	525.178	0,85%
	GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA, S.A.	762.783	1,21%	754.260	1,22%
	GAS NATURAL CASTILLA Y LEON, S.A.	2.969.717	4,72%	2.537.152	4,10%
	GAS NATURAL CEGAS, S.A.	1.679.673	2,67%	1.563.912	2,52%
	GAS NATURAL GALICIA SDG	694.317	1,10%	604.828	0,98%
	GAS NATURAL LA CORUÑA, S.A.	214.813	0,34%	198.196	0,32%
	GAS NATURAL RIOJA, S.A.	552.020	0,88%	461.431	0,74%
	GAS NATURAL SDG, S.A.	42.048.764	66,85%	42.216.331	68,15%
	GAS NAVARRA, S.A.	1.078.220	1,71%	938.617	1,52%
Total GRUPO GAS NATURAL		51.805.358	82,36%	51.030.781	82,38%
GRUPO ENDESA	DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE GAS EXTREMADURA, S.A.	590.666	0,94%	587.360	0,95%
	DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS, SA.	676.473	1,08%	619.435	1,00%
	GAS ALICANTE SAU	31.327	0,05%	36.454	0,06%
	GAS ARAGON S.A.	2.194.104	3,49%	2.160.735	3,49%
	MERIDIONAL DEL GAS SAU	93.968	0,15%	129.197	0,21%
Total GRUPO ENDESA		3.586.538	5,70%	3.533.181	5,70%
GRUPO NATURCORP	BILBOGAS, S.A.	626.040	1,00%	639.820	1,03%
	DONOSTI GAS, S.A.	533.151	0,85%		0,00%
	GAS DE ASTURIAS, SAU	1.566.002	2,49%		0,00%
	GAS FIGUERES, S.A.	125.242	0,20%		0,00%
	GAS HERNANI S.A.	26.460	0,04%	30.261	0,05%
	GAS NATURAL DE ALAVA, S.A.	828.836	1,32%	817.562	1,32%
	GAS PASAIA, S.A.	13.904	0,02%	15.624	0,03%
	SOCIEDAD GAS DE EUSKADI-NATURCOR REDES(*)	3.383.810	5,38%	5.458.926	8,81%
	TOLOSA GASA, S.A.	33.395	0,05%	36.504	0,06%
Total GRUPO NATURCORP		7.136.840	11,35%	6.998.697	11,30%
GAS DIRECTO		359.367	0,57%	364.207	0,59%
GAS Y SERVICIOS MERIDA S.L.		11.042	0,02%	18.066	0,03%
TOTAL		62.899.145	100,00%	61.944.932	100,00%
PROMEMORIA		IHH Pre.	6.945,2	IHH Pre.	6.947,1
		C2 Pre.	93,7	C2 Pre.	93,7
		C3 Pre.	99,4	C3 Pre.	99,4
		IHH Post	7.884,4	IHH Post	7.886,9
		C2 Post	99,4	C2 Post	99,4
		C3 Post	100,0	C3 Post	100,0
		ΔIHH	939,3	ΔIHH	939,8
		ΔC2	5,7	ΔC2	5,7
		ΔC3	0,6	ΔC3	0,6

Fuente: MITyC y elaboración propia. NOTA: Los indicadores de concentración de 2004 contemplan las hipótesis de que la operación hubiese tenido lugar dicho año.

De acuerdo con el cuadro anterior, GAS NATURAL suministra, dentro de la actividad regulada de distribución, el 82,4% del gas natural consumido en España. Por su parte, ENDESA distribuye, hasta septiembre de 2005, el 5,7%. El IHH²¹⁶ se eleva después de la operación hasta 7.887, con un incremento respecto al nivel previo del IHH (*delta*) de 940. En consecuencia, dichos incrementos del nivel de concentración, tanto medidos por el coste acreditado como por el gas natural vehiculado señalizan, claramente, la posible existencia de problemas de competencia.

Respecto a la presencia geográfica de los distintos operadores en el territorio nacional, GAS NATURAL es propietaria de redes de distribución en todas las Comunidades Autónomas de la Península, ya sea a través de GAS NATURAL SDG o de las diversas empresas del grupo.

Por su parte, ENDESA participa en la distribución a través de ENDESA GAS, que agrupa las participaciones en los negocios de distribución y venta a tarifa y se encuentra presente, en la actualidad, en seis Comunidades Autónomas²¹⁷, en tres de ellas²¹⁸ con cuotas inferiores al 3%.

²¹⁶ El IHH calculado a nivel nacional es una media ponderada de los IHH en los diferentes mercados regionales.

²¹⁷ Baleares (GESA GAS) y cinco Comunidades Autónomas en la Península: Aragón (GAS ARAGÓN, participada al 35% por GAS NATURAL), Castilla y León (DISTRIBUIDORA REGIONAL DE GAS), Extremadura (DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA), Andalucía (MERIDIONAL DEL GAS) y Comunidad Valenciana (GAS ALICANTE).

²¹⁸ Andalucía, Castilla y León y Valencia.

Cuadro nº 13		
DISTRIBUIDORAS DE GAS NATURAL ACTIVAS EN TERRITORIO ESPAÑOL (2005)		
GRUPO	COMUNIDAD AUTÓNOMA	EMPRESA DISTRIBUIDORA
GRUPO GAS NATURAL		
	ANDALUCÍA	GAS NATURAL ANDALUCIA, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	ARAGÓN	GAS NATURAL SDG, S.A.
	ASTURIAS	GAS NATURAL SDG, S.A.
	CANTABRIA	GAS NATURAL SDG, S.A.
	CASTILLA LA MANCHA	GAS NATURAL CANTABRIA, SDG, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	CASTILLA Y LEON	GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	CASTILLA Y LEON	GAS NATURAL CASTILLA Y LEON, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	CATALUÑA	GAS NATURAL SDG, S.A.
	EXTREMADURA	GAS NATURAL SDG, S.A.
	GALICIA	GAS NATURAL SDG, S.A.
		GAS NATURAL GALICIA SDG GAS NATURAL LA CORUÑA, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	MADRID	GAS NATURAL SDG, S.A.
	MURCIA	GAS NATURAL SDG, S.A.
		GAS MURCIA SDG, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	NAVARRA	GAS NATURAL SDG, S.A. GAS NAVARRA, S.A.
	PAIS VASCO	GAS NATURAL SDG, S.A.
	RIOJA	GAS NATURAL SDG, S.A.
		GAS NATURAL RIOJA, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	VALENCIA	GAS NATURAL SDG, S.A.
		GAS NATURAL CEGAS, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
GRUPO ENDESA		
	ANDALUCÍA	MERIDIONAL DEL GAS SAU
	ARAGÓN	GAS ARAGON S.A.
	BALEARES	GESA GAS, SA.
	CASTILLA Y LEON	DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS, SA.
	EXTREMADURA	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION DE GAS EXTREMADURA, S.A.
	VALENCIA	GAS ALICANTE SAU
GRUPO NATURCORP		
	ASTURIAS	GAS DE ASTURIAS, SAU
	CATALUÑA	GAS FIGUERES, S.A.
	PAIS VASCO	BILBOGAS, S.A. DONOSTI GAS, S.A. GAS HERNANI S.A. GAS NATURAL DE ALAVA, S.A. GAS PASAIA, S.A. SOCIEDAD GAS DE EUSKADI-NATURCOR REDES TOLOSA GASA, S.A.
GAS DIRECTO		
	GALICIA	GAS DIRECTO
GAS Y SERVICIOS MERIDA S.L.		
	EXTREMADURA	GAS Y SERVICIOS MERIDA S.L.

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría General de Energía y elaboración propia.

A partir del cuadro anterior, pueden determinarse las Comunidades Autónomas en las que la operación de concentración analizada produce adición de cuotas a través del solapamiento de redes de gas de GAS NATURAL y ENDESA.

Cuadro nº 14 COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN LAS QUE GAS NATURAL Y ENDESA CUENTAN CON REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL(2005)		
CCAA	GRUPO	EMPRESA
ANDALUCÍA		
	GRUPO GAS NATURAL	GAS NATURAL ANDALUCIA, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	GRUPO ENDESA	MERIDIONAL DEL GAS SAU
ARAGÓN		
	GRUPO GAS NATURAL	GAS NATURAL SDG, S.A.
	GRUPO ENDESA	GAS ARAGON S.A.
CASTILLA Y LEÓN		
	GRUPO GAS NATURAL	GAS NATURAL CASTILLA Y LEON, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	GRUPO ENDESA	DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS, SA.
EXTREMADURA		
	GRUPO GAS NATURAL	GAS NATURAL SDG, S.A.
	GRUPO ENDESA	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION DE GAS EXTREMADURA, S.A.
	GAS Y SERVICIOS MERIDA S,L.	GAS Y SERVICIOS MERIDA S,L.
VALENCIA		
	GRUPO GAS NATURAL	GAS NATURAL CEGAS, S.A. GAS NATURAL SDG, S.A.
	GRUPO ENDESA	GAS ALICANTE SAU

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría General de Energía y elaboración propia.

Partiendo de los datos de distribución de gas natural por grupo empresarial y por Comunidad autónoma obtenidos por el Servicio provenientes de la CNE para el año 2004. Puede comprobarse que GAS NATURAL parte de una posición dominante en la distribución de gas en la amplia mayoría de las Comunidades Autónomas donde está presente. Con la excepción del País Vasco y de Extremadura, en ninguna Comunidad en las que GAS NATURAL está activa tiene una cuota de mercado inferior al 60%. De hecho, en once Comunidades (Andalucía, Cantabria, Castilla La Mancha, Castilla y León, Cataluña, Galicia, Madrid, Murcia, Navarra, La Rioja y Valencia) se registran cuotas superiores al 97%²¹⁹.

²¹⁹ Adicionalmente, en las Comunidades autónomas de Cantabria, Castilla La Mancha, Murcia, Navarra y La Rioja, la cuota de distribución de GAS NATURAL es del 100%.

Cuadro nº 15									
DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR GRUPO EMPRESARIAL Y POR COMUNIDAD AUTÓNOMA (2004)									
COMUNIDAD AUTÓNOMA	GRUPO GAS NATURAL	GRUPO NATURCORP	GRUPO ENDESA	GAS DIRECTO	GAS Y SERVICIOS MÉRIDA	IHH Pre	IHH Post	ΔIHH	
ANDALUCÍA	98,18	0,00	0,99	0,85	0,00	9.641	9.836	195	
ARAGÓN	72,97	0,00	27,03	0,00	0,00	6.055	10.000	3.945	
ASTURIAS	63,80	36,20	0,00	0,00	0,00	5.381	5.381	0	
BALEARES (aire propanado)	0,00	0,00	100,00	0,00	0,00	10.000	10.000	0	
CANARIAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	
CANTABRIA	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10.000	10.000	0	
CASTILLA LA MANCHA	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10.000	10.000	0	
CASTILLA Y LEÓN	97,85	0,00	2,15	0,00	0,00	9.579	10.000	421	
CATALUÑA	99,83	0,17	0,00	0,00	0,00	9.966	9.966	0	
EXTREMADURA	12,84	0,00	85,95	0,00	1,21	7.554	9.761	2.207	
GALICIA	97,54	0,00	0,00	2,46	0,00	9.520	9.520	0	
MADRID	99,36	0,00	0,00	0,64	0,00	9.873	9.873	0	
MURCIA	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10.000	10.000	0	
NAVARRA	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10.000	10.000	0	
PAIS VASCO	40,15	59,85	0,00	0,00	0,00	5.194	5.194	0	
RIOJA	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10.000	10.000	0	
VALENCIA	99,88	0,00	0,12	0,00	0,00	9.976	10.000	24	
PROMEDIO NACIONAL	88,14	9,61	2,06	0,18	0,01	7.865	8.228	363	

Fuente: CNE y elaboración propia.

En conclusión, el Tribunal considera que en el mercado de la distribución, actividad regulada con características económicas de monopolio natural²²⁰, GAS NATURAL es el principal distribuidor en el territorio nacional con una cuota superior al 85% del gas natural distribuido en España.

Atendiendo a los mercados geográficos relevantes que, en este caso, tienen un carácter regional, el Tribunal estima que la posición de GAS NATURAL se verá reforzada con riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva debido a:

- La adición de las redes de distribución de gas de GAS NATURAL con las de ENDESA, de escasa entidad a nivel nacional²²¹ pero que se concreta en las Comunidades de Valencia, Andalucía, Castilla y León, Extremadura y Aragón, siendo especialmente preocupante en estas dos últimas.
- La desaparición de ENDESA de la actividad de distribución elimina un agente efectivo en aquellos mercados en los que ENDESA ya está presente²²².
- Se dificulta una posible competencia referencial en diversas zonas geográficas en las que ENDESA, aún no teniendo actividad en la actualidad, podría estarlo en el futuro. En algunos de estos mercados geográficos, el tamaño y la densidad de la población son suficientes para que, evitando siempre la

²²⁰ Fundamentalmente por ser ineficiente económicamente la duplicidad de redes.

²²¹ La cuota de ENDESA a nivel nacional se calcula entre el 2,1% y 5,7% dependiendo de la fuente utilizada. Debiendo señalarse que las fuentes más recientes atribuyen cuotas más elevadas.

²²² En Valencia, Castilla y León y Aragón se elimina, además, el único competidor.

duplicidad de redes y una vez agotadas el resto de las economías de escala de la actividad de distribución, pueda ser de interés económico²²³ la presencia de dos o más oferentes en el servicio de distribución de gas.

7.1.4. Suministro a clientes finales

A partir de los datos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (en adelante, MITyC) se puede determinar que el gas natural suministrado en España alcanzó en el último año móvil 365,5 TWh, aproximadamente 31,4 bcm. De esta cifra, el 83,05% fue adquirido por los consumidores finales en el mercado libre, mientras que el 16,95% se adquirió a tarifa.

En 2005 existían en España, según los datos del MITyC, trece grupos comercializadores activos en el mercado español, así como cinco grupos distribuidores²²⁴.

El número de clientes de gas natural ha aumentado ininterrumpidamente desde 1995, hasta un total de 5.661.057 en 2004. Ello supone un aumento neto de clientes respecto de 2003 de 355.760, de los cuales 353.307 pertenecen al sector doméstico-comercial y 2.453 son clientes industriales. La captación neta de clientes durante el año 2004 es ligeramente inferior a la cifra alcanzada en el año anterior, aunque ha experimentado un crecimiento significativo en el caso de nuevos clientes industriales.

En el siguiente cuadro se analizan las cuotas de los diferentes grupos empresariales en el mercado de suministro a clientes finales de forma agregada. Se diferencia, a efectos informativos, entre las cuotas suministradas a precios de mercado y sujetas a tarifa en el año 2004 y en el último año móvil del que se dispone de datos. A este respecto, destaca la pérdida de cuota de GAS NATURAL en los últimos meses (especialmente en comercialización) y la ganancia de cuotas de sus principales competidores, especialmente las empresas también activas en el sector eléctrico²²⁵.

²²³ La entrada de un segundo distribuidor, cuando económicamente no sea ineficiente, permite al regulador introducir criterios de competencia referencial al contar con datos de otra empresa independiente activa en una demarcación comparable. Esto, a su vez, reduce las ineficiencias derivadas de la asimetría informacional previa, siempre que el comportamiento de los distribuidores no está concertado.

²²⁴ Mientras que los 13 grupos distribuidores están constituidos por 16 empresas, los 5 grupos distribuidores comprenden a 27 empresas distribuidoras.

²²⁵ BP GAS, NATURCORP y, de forma destacada, GAS NATURAL, pierden cuota en el último año. UNIÓN FENOSA, IBERDROLA y ENDESA ganan cuotas en comercialización. Dichas ganancias varían entre 4 puntos porcentuales en el caso de UNIÓN FENOSA y casi 1 punto porcentual para ENDESA.

Cuadro nº 16 SUMINISTRO MINORISTA DE GAS NATURAL EN ESPAÑA (GENERACIÓN ELÉCTRICA, GRANDES CLIENTES, DOMÉSTICOS Y PYMES). 2004 Y ÚLTIMO AÑO MÓVIL (MWh y %)					
TIPO	EMPRESA	2004		Oct 2004- Sep 2005	
		MWh	%MWh	MWh	%MWh
COMERCIALIZADORAS	GRUPO GAS NATURAL	137.092.189	43,01%	147.861.697	40,46%
	IBERDROLA, S.A.	34.680.130	10,88%	48.631.069	13,31%
	UNION FENOSA	12.473.408	3,91%	29.342.771	8,03%
	BP GAS ESPAÑA, S.A	22.752.340	7,14%	21.620.568	5,92%
	GRUPO ENDESA	11.744.706	3,68%	17.262.838	4,72%
	GRUPO NATURCORP	9.811.202	3,08%	10.850.125	2,97%
	SHELL ESPAÑA, S.A.	6.853.529	2,15%	9.722.292	2,66%
	CEPSA GAS COMERCIALIZADORA S.,A	10.560.852	3,31%	8.255.103	2,26%
	BAHIA BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.	8.472.965	2,66%	7.827.812	2,14%
	GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	1.361.885	0,43%	2.080.440	0,57%
	OTRAS	50.253	0,02%	55.267	0,02%
	Total COMERCIALIZADORAS		255.853.459	80,27%	303.509.982
DISTRIBUIDORAS	GRUPO GAS NATURAL	51.805.358	16,25%	51.030.781	13,96%
	GRUPO NATURCORP	7.136.840	2,24%	6.998.697	1,92%
	GRUPO ENDESA	3.586.538	1,13%	3.533.181	0,97%
	GAS DIRECTO	359.367	0,11%	364.207	0,10%
	GAS Y SERVICIOS MERIDA S,L.	11.042	0,00%	18.066	0,00%
Total DISTRIBUIDORAS		62.899.145	19,73%	61.944.932	16,95%
SUMINISTRO (COM. + DISTR.)	GRUPO GAS NATURAL	188.897.547	59,26%	198.892.478	54,42%
	IBERDROLA, S.A.	34.680.130	10,88%	48.631.069	13,31%
	UNION FENOSA	12.473.408	3,91%	29.342.771	8,03%
	BP GAS ESPAÑA, S.A	22.752.340	7,14%	21.620.568	5,92%
	GRUPO ENDESA	15.331.244	4,81%	20.796.019	5,69%
	GRUPO NATURCORP	16.948.042	5,32%	17.848.822	4,88%
	SHELL ESPAÑA, S.A.	6.853.529	2,15%	9.722.292	2,66%
	CEPSA GAS COMERCIALIZADORA S.,A	10.560.852	3,31%	8.255.103	2,26%
	BAHIA BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.	8.472.965	2,66%	7.827.812	2,14%
	GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	1.361.885	0,43%	2.080.440	0,57%
	GAS DIRECTO	359.367	0,11%	364.207	0,10%
	OTRAS.	61.295	0,02%	73.333	0,02%
	TOTAL		318.752.604	100,00%	365.454.914
PROMEMORIA		IHH Pre.	3.770,8	IHH Pre.	3.311,8
		C2 Pre.	70,1	C2 Pre.	67,7
		C3 Pre.	77,3	C3 Pre.	75,8
		IHH Post	4.340,9	IHH Post	3.931,2
		C2 Post	75,0	C2 Post	73,4
		C3 Post	82,1	C3 Post	81,4
		ΔIHH	570,1	ΔIHH	619,4
		ΔC2	4,8	ΔC2	5,7
		ΔC3	4,8	ΔC3	5,7

Fuente: MITyC y elaboración propia. NOTA: Los indicadores de concentración de 2004 contemplan las hipótesis de que la operación hubiese tenido lugar dicho año.

Según el cuadro anterior, puede determinarse que GAS NATURAL suministra a clientes finales el 54,4% del gas natural consumido en España²²⁶. Al mismo tiempo, ENDESA suministró, hasta septiembre de 2005, el 5,7%. El IHH se eleva después de la operación hasta 3.931 con un incremento respecto al nivel previo del IHH²²⁷ (*delta*) de 619. En consecuencia, dicho incremento del nivel de concentración señala la posible obstaculización del mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado.

El Tribunal considera que, atendiendo a estos índices, deben analizarse con mayor detalle los distintos mercados de suministro, definidos previamente en función del tipo de clientes.

Respecto al peso relativo de los diferentes mercados, las cifras de la Secretaría de Estado de la Energía indican que los grandes clientes y las centrales de ciclo combinado representan el 83,5% del consumo de gas en 2004, (de los cuales, 65,5 puntos porcentuales serían destinados a usos industriales por los grandes clientes, mientras que 18,0 puntos porcentuales corresponden a consumidores de gas para generación eléctrica en CGCC). Por su parte, los clientes doméstico-comerciales constituyen el 16,5%.

7.1.4.1. Suministro minorista a grandes clientes

En el año 2004 en España, GAS NATURAL ha sido, con el 52% del volumen del mercado, el principal suministrador a grandes clientes. Únicamente IBERDROLA, con el 14%, ostenta una cuota de mercado superior al 10%. Por su parte, ENDESA, con un 5% del mercado es el quinto oferente en el suministro de gas natural a grandes clientes, al mismo nivel, en 2004, que UNIÓN FENOSA.

En el cuadro 17 se observa que la operación de concentración implica un crecimiento de la cuota de GAS NATURAL en 5 puntos porcentuales, incrementándose el IHH (*delta*) en 527, hasta alcanzar el nivel de 3.646.

²²⁶ Los principales clientes de GAS NATURAL en suministro de gas a tarifa son [CONFIDENCIAL]. Sus principales clientes en suministro a precios libres son ENDESA, [CONFIDENCIAL].

²²⁷ En este caso, el IHH calculado a nivel de suministro agregado es una media ponderada de los IHH en los diferentes mercados de producto: grandes clientes, clientes domésticos y generación de electricidad.

En consecuencia, el Tribunal estima que la operación de concentración reforzará la posición de GAS NATURAL en este mercado, con riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva en el mismo.

Cuadro nº 17				
SUMINISTRO MINORISTA DE GAS A GRANDES CLIENTES. ESPAÑA 2004 (MWh, bcm y %)				
PRE-CONCENTRACION				
Nº	EMPRESA	MWh	bcm	%
1	GRUPO GAS NATURAL	109.087.006	9,4	52,2%
2	IBERDROLA, S.A.	29.331.917	2,5	14,0%
3	BP GAS ESPAÑA, S.A	19.727.901	0,9	9,4%
4	UNIÓN FENOSA	10.541.451	1,7	5,0%
5	GRUPO ENDESA	10.541.451	0,9	5,0%
6	GRUPO NATURCORP	8.453.622	0,7	4,0%
7	CEPSA GAS COMERCIALIZADORA S.,A	8.453.622	0,5	4,0%
8	BAHIA BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.	6.574.575	0,7	3,1%
9	SHELL ESPAÑA, S.A.	5.948.226	0,6	2,8%
TOTAL		208.782.955	17,9	100,0%
POST-CONCENTRACION				
Nº	EMPRESA	MWh	bcm	%
1	GAS NATURAL + ENDESA	119.628.458	10,3	57,3%
2	IBERDROLA, S.A.	29.331.917	2,5	14,0%
3	BP GAS ESPAÑA, S.A	19.727.901	0,9	9,4%
4	UNIÓN FENOSA	10.541.451	1,7	5,0%
5	GRUPO NATURCORP	8.453.622	0,9	4,0%
6	CEPSA GAS COMERCIALIZADORA S.,A	8.453.622	0,7	4,0%
7	BAHIA BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.	6.574.575	0,5	3,1%
8	SHELL ESPAÑA, S.A.	5.948.226	0,7	2,8%
TOTAL		208.782.955	17,9	100,0%
PROMEMORIA				
	IHH Pre.	3.118,4		
	C2 Pre.	66,3		
	C3 Pre.	75,7		
	IHH Post.	3.646,0		
	C2 Post.	71,3		
	C3 Post.	80,8		
	Δ IHH	527,6		
	Δ C2	5,0		
	Δ C3	5,0		

NOTA: Los volúmenes se han calculado atendiendo a las cuotas de mercado de la notificación, el porcentaje que representa este mercado en la totalidad de suministro de gas a clientes finales y las cifras del MITyC de suministro total de gas natural en el 2004.

Fuente: Notificación, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y elaboración propia.

7.1.4.2. Suministro a centrales de generación eléctrica

A partir de los datos disponibles, el Tribunal determina que el gas destinado a centrales de ciclo combinado representó en el año 2004 el 18% del total de gas consumido en España. Adicionalmente, la CNE indica que GAS NATURAL suministró en 2004 el 48,2% del gas empleado en las plantas de ciclo combinado.

Cuadro nº 18
SUMINISTRO MINORISTA DE GAS PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN CGCC. ESPAÑA
2004-2005 (MWh, bcm y %)

PRE-CONCENTRACION				
Nº	EMPRESA	MWh	Bcm	%
1	GRUPO GAS NATURAL ²²⁸	23.581.318	2,0	41,1%
2	IBERDROLA, S.A.	16.811.012	1,4	29,3%
3	UNIÓN FENOSA	12.106.224	1,0	21,1%
4	BAHIA BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.	4.704.788	0,4	8,2%
5	SHELL ESPAÑA	172.126	0,0	0,3%
TOTAL		57.375.468	4,9	100,0%
POST-CONCENTRACION				
Nº	EMPRESA	MWh	Bcm	%
1	GAS NATURAL + ENDESA	23.581.318	2,0	41,1%
2	IBERDROLA, S.A.	16.811.012	1,4	29,3%
3	UNIÓN FENOSA	12.106.224	1,0	21,1%
4	BAHIA BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.	4.704.788	0,4	8,2%
5	SHELL ESPAÑA	172.126	0,0	0,3%
TOTAL		57.375.468	4,9	100,0%
PROMEMORIA				
	IHH Pre.		3.060,2	
	C2 Pre.		70,4	
	C3 Pre.		91,5	
	IHH Post.		3.060,2	
	C2 Post.		70,4	
	C3 Post.		91,5	
	Δ IHH		0,0	
	Δ C2		0,0	
	Δ C3		0,0	

NOTA: Los volúmenes se han calculado atendiendo simultáneamente a las cuotas de mercado para el primer semestre de 2005 indicadas en la notificación, al porcentaje que representa este mercado en la totalidad de suministro de gas a clientes finales y a las cifras del MITyC de suministro total de gas natural en el 2004.

Fuente: Notificación, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, CNE y elaboración propia.

²²⁸ GAS NATURAL indica que, en 2004, suministró gas natural a centrales de ciclo combinado por un total de [CONFIDENCIAL] TWh, frente a los 23,6 TWh estimados en el cuadro 18.

En el cuadro 18 puede apreciarse que, actualmente, están presentes en el mercado cinco empresas suministradoras de gas natural para generación eléctrica en plantas de ciclo combinado. De ellas, tres (GAS NATURAL, IBERDROLA Y UNIÓN FENOSA) abastecen en buena medida a sus propias CGCC. Adicionalmente, GAS NATURAL suministra a diversas plantas de ENDESA, de EDP-HIDROCANTÁBRICO y, muy recientemente, de ELECTRABEL²²⁹. Por otro lado, debe subrayarse el dinamismo de este mercado y los rápidos y pronunciados cambios en cuotas que se han producido en el último año. De hecho, la cuota de suministro de gas para generación de electricidad de UNIÓN FENOSA, que en el año 2004 era del 9,8%, se ha incrementado hasta el 21,1% en el primer semestre de 2005. La cuota de GAS NATURAL se ha reducido en ese mismo período del 48,2% hasta el 41,1%.

Respecto a los diferentes ciclos suministrados, en España en 2005 estaban en funcionamiento 19 CGCC, pudiendo resumirse en el cuadro 19 las empresas suministradoras y las titulares cada central. En esta ocasión, atendiendo a la potencia de las centrales de generación en lugar del gas natural suministrado.

En conclusión, en este mercado, que tiene un carácter al menos nacional, el Tribunal estima que, aunque no exista adición de cuotas, la posición de GAS NATURAL se verá, en principio, reforzada debido a que la operación evita una posible competencia futura de ENDESA en el mercado de suministro a CGCC²³⁰. Sin embargo, la tasa de crecimiento de la demanda de suministro de gas natural a las centrales de ciclo combinado es lo suficientemente elevada²³¹ como para que dicho refuerzo de la posición de GAS NATURAL en el mercado no implique, a corto o medio plazo, una obstaculización al mantenimiento de la competencia efectiva en este mercado.

²²⁹ GAS NATURAL suscribió en diciembre de 2004 un contrato con ELECTRABEL para el suministro de gas natural a la planta de Castelnou durante cinco años.

²³⁰ Es razonable suponer que, con un 10% del total de la capacidad instalada en CGCC, el hecho de que ENDESA no suministré directamente el gas de sus propias centrales (como sí hacen IBERDROLA y UNIÓN FENOSA) para evitar el riesgo de expulsión del mercado por empresas competidoras que suministran un *input (foreclosure)* se debe al acuerdo de colaboración con GAS NATURAL en su estrategia de penetración en el sector de la energía. *Vid.* C54/00 UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA / HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, donde se indica “el Grupo GAS NATURAL está intentando entrar, en colaboración con ENDESA, en el mercado de la generación de energía eléctrica”. La integración cambia esta relación contractual por otra permanente, eliminando la posibilidad de que en el futuro ENDESA pase a suministrarse independientemente, evitándose, en consecuencia, la posibilidad de contar con un competidor adicional en este mercado.

²³¹ Según estimaciones de REE, para diciembre de 2007 se prevé que la potencia instalada de CGCC en España alcance los 32.085 MW, un 167% más que en la actualidad. La tasa de crecimiento sigue siendo muy elevada, incluso planteando diversos escenarios sobre los proyectos de CGCC que finalmente se concretarán. Por su parte, la *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011* del MITyC prevé para el 2011 un consumo de gas natural en las centrales de ciclo combinado de 14,7 bcm. (170.908 GWh), el 33,40% de la demanda de gas total.

No obstante, dicha conclusión sólo tiene en consideración los efectos horizontales de la operación proyectada sobre este mercado del gas, debiendo analizarse posteriormente los efectos en el mercado de generación de electricidad así como los posibles efectos verticales y/o conglomerales.

Cuadro nº 19				
SUMINISTRADORES DE GAS A CGCC EN ESPAÑA 2004-2005 (MW y %)				
SUMINISTRADOR	GRUPO TITULAR PLANTA	CGCC	POTENCIA INSTALADA (MW)	%MW
GAS NATURAL			4.400	36,67%
	GAS NATURAL		2.000	16,67%
		Arrubal	800	6,67%
		Escombreras	400	3,33%
		San Roque	400	3,33%
		Sant Adria	400	3,33%
	ENDESA		1.200	10,00%
		Besós Cogeneración	400	3,33%
		San Roque	400	3,33%
		Tarragona	400	3,33%
	ELECTRABEL		800	6,67%
		Castelnou	800	6,67%
	HIDROCANTÁBRICO		400	3,33%
		Castejón	400	3,33%
IBERDROLA			3.600	30,00%
	IBERDROLA		3.200	26,67%
		Aceca	400	3,33%
		Arcos	1.200	10,00%
		Castejón	400	3,33%
		Castellón	800	6,67%
		Santurce	400	3,33%
	TARRAGONA POWER		400	3,33%
		Tarragona Power	400	3,33%
UNION FENOSA			2.400	20,00%
	UNION FENOSA		2.400	20,00%
		Aceca	400	3,33%
		Palos Frontera	1.200	10,00%
		San Roque	800	6,67%
BAHIA BIZKAIA			800	6,67%
	BAHIA BIZKAIA		800	6,67%
		Bahía Bizkaia	800	6,67%
SHELL ESPAÑA			800	6,67%
	BIZKAIA ENERGIA		800	6,67%
		Bizkaia Energia	800	6,67%
TOTAL			12.000	100,00%

NOTA: Se ha incluido la central de ELECTRABEL al conocerse ya el suministrador y preverse la primera sincronización para el 31 de enero de 2006, según información de REE.

Fuente: Notificación, REE, CNE y elaboración propia.

7.1.4.3. Suministro a clientes domésticos y PYMES

GAS NATURAL es el principal suministrador a clientes domésticos con una cuota próxima al 90%, no existiendo ningún competidor con un porcentaje del mercado superior al 4%. Por su parte, ENDESA, registró en el año 2004 una cuota de mercado del 3,5%.

En el cuadro 20, se observa que la operación de concentración implica un crecimiento de la cuota de GAS NATURAL en 3,5 puntos porcentuales, incrementándose el IHH (*delta*) en 627, hasta alcanzar el nivel de 8.686.

Cuadro nº 20 SUMINISTRO MINORISTA DE GAS A CLIENTES DOMÉSTICOS Y PYMES. ESPAÑA 2004 (GWh, bcm y %)				
PRE-CONCENTRACION				
Nº	EMPRESA	GWh	bcm	%
1	GRUPO GAS NATURAL	47.124.385	4,1	89,6%
2	IBERDROLA, S.A.	1.840.796	0,2	3,5%
3	GRUPO ENDESA	1.840.796	0,2	3,5%
4	UNIÓN FENOSA	841.507	0,1	1,6%
--	OTRAS	946.695	0,1	1,8%
TOTAL		52.594.180	4,5	100,0%
POST-CONCENTRACION				
Nº	EMPRESA	GWh	bcm	%
1	GAS NATURAL + ENDESA	48.965.181	4,2	93,1%
2	IBERDROLA, S.A.	1.840.796	0,2	3,5%
3	UNIÓN FENOSA	841.507	0,1	1,6%
--	OTRAS	946.695	0,1	1,8%
TOTAL		52.594.180	4,5	100,0%
PROMEMORIA				
	IHH Pre.		8.058,5	
	C2 Pre.		93,1	
	C3 Pre.		96,6	
	IHH Post.		8.685,7	
	C2 Post.		96,6	
	C3 Post.		98,4	
	Δ IHH		627,2	
	Δ C2		3,5	
	Δ C3		1,8	

NOTA: :Los volúmenes se han calculado atendiendo simultáneamente a las cuotas de mercado para el primer semestre de 2005 indicadas en la notificación, al porcentaje que representa este mercado en la totalidad de suministro de gas a clientes finales y a las cifras del MITyC de suministro total de gas natural en el 2004.

Fuente: Notificación, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y elaboración propia.

En consecuencia, el Tribunal estima que la operación de concentración reforzará la posición de GAS NATURAL en este mercado, con riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva en el mismo.

7.2. Sector de la electricidad.

En el ejercicio 2004 la demanda nacional de energía eléctrica en barras de central fue de 261.045 GWh, un 4,2% superior a la de 2003, mientras que la electricidad vendida alcanzó los 230.669 GWh, registrando la misma tasa de crecimiento (4,2%) respecto al año anterior.

La electricidad representó en 2004 un 19,0% del consumo de energía final en España (frente al 16,1% del gas natural). Las previsiones para el año 2011²³² indican que la energía eléctrica representará aproximadamente un 18% del consumo de energía final en España, esperándose hasta dicho año unas tasas de crecimiento anuales inferiores al 4%, reduciéndose el crecimiento pronosticado de la demanda de energía eléctrica y aproximándose al crecimiento previsto del PIB.

El sector de la electricidad en España se caracteriza por su madurez²³³, por su elevado grado de concentración, existiendo principalmente dos grupos verticalmente integrados, ENDESA e IBERDROLA, con *mixes* de generación relativamente complementarios y cuyas producciones son indispensables para atender la demanda en numerosos períodos y por las moderadas expectativas de crecimientos en los próximos años (con la excepción de la construcción y explotación de CGCC).

ENDESA es el principal agente del sector eléctrico en España, con presencia en todos los mercados de electricidad definidos en la presente operación de concentración: generación, solución de restricciones técnicas, distribución y suministro a clientes finales. Por su parte, GAS NATURAL tiene una presencia creciente en el sector en diferentes mercados, a través de la construcción de centrales de ciclo combinado y el posterior suministro de la energía producida.

El Tribunal estima que la variedad de agentes que opera en los diferentes mercados de la electricidad, las especificidades de la demanda y, en su caso, de la oferta, hace imprescindible un análisis individualizado de cada mercado.

²³² Vid. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*. Septiembre 2002. <http://www6.mityc.es/energia/planificacion/public.htm>.

²³³ A pesar de que las tasas de crecimiento de la demanda de electricidad sean, durante los últimos ejercicios, uno o dos puntos superiores al crecimiento del PIB.

7.2.1. Mercado de generación

En el mercado organizado español concurre la energía ofertada por el régimen ordinario (que constituye alrededor del 92% de la energía vendida), la del régimen especial de más de 50 MW y la importada. Además, los autoprodutores con potencia superior a 5 MW tienen la posibilidad de realizar ofertas.

Dentro del mercado mayorista, el mercado diario representa más del 90% del total de la electricidad que se vende en el mercado de generación.

En lo que concierne a la concentración analizada, el Tribunal ha indicado al delimitar los mercados que el mercado mayorista y el mercado de restricciones técnicas se configuran como mercados diferenciados dentro de la generación de energía eléctrica. Atendiendo a la presencia de ENDESA y GAS NATURAL en ambos mercados, el Tribunal los analizará por separado a los efectos de la presente operación.

7.2.1.1. Mercado mayorista

Al analizar el mercado mayorista, el Tribunal, en diversos precedentes²³⁴, ha subrayado la existencia de dos empresas dominantes (ENDESA e IBERDROLA), con *mixes* de generación relativamente complementarios, con una cuota conjunta de, aproximadamente el 80% y cuyas producciones son indispensables para atender la demanda en numerosos períodos. Ambas empresas tienen capacidad de fijar precios por sí solas o a través de concertaciones tácitas, tanto en períodos de demanda alta como baja, siendo el resto de los operadores precio-aceptantes.

El hecho de que las producciones de ENDESA e IBERDROLA sean indispensables durante numerosas horas del año acrecienta el poder de ambos grupos empresariales en el mercado de generación eléctrica. El carácter pivotal de las empresas se mide, en este caso, por el número de horas anuales en las que cada empresa se enfrenta a una demanda residual positiva²³⁵.

²³⁴ Vid. C54/00 UNIÓN FENOSA/HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, C60/00 ENDESA/IBERDROLA y C77/02 IBERNOVA/GAMESA.

²³⁵ Se calcula como el número de horas en el año en que la diferencia entre la demanda agregada del sistema y la potencia disponible para todos los demás agentes es superior a cero, excluyendo las importaciones.

Cuadro nº 21
NÚMERO DE HORAS ANUALES EN LAS QUE CADA EMPRESA SE ENFRENTA A UNA DEMANDA RESIDUAL POSITIVA EN EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. ESPAÑA 2002-2005

GRUPO	PERIODO	2002		2003		2004		2005	
		Horas	%	Horas	%	Horas	%	Horas	%
IBERDROLA	1	452	5,2%	441	5,0%	355	4,1%	[...]	[...]
	2	746	8,5%	681	7,8%	484	5,5%	[...]	[...]
	3	515	5,9%	481	5,5%	285	3,3%	[...]	[...]
	4	853	9,7%	760	8,7%	391	4,5%	[...]	[...]
	5	1.006	11,5%	856	9,8%	413	4,7%	[...]	[...]
	6	3.091	35,3%	946	10,8%	149	1,7%	[...]	[...]
Total IBERDROLA		6.663	76,1%	4.165	47,5%	2.077	23,7%	[...]	[...]
ENDESA	1	384	4,4%	263	3,0%	88	1,0%	[...]	[...]
	2	502	5,7%	199	2,3%	10	0,1%	[...]	[...]
	3	453	5,2%	261	3,0%	90	1,0%	[...]	[...]
	4	688	7,9%	305	3,5%	69	0,8%	[...]	[...]
	5	930	10,6%	416	4,7%	176	2,0%	[...]	[...]
	6	1.403	16,0%	206	2,4%	0	0,0%	[...]	[...]
Total ENDESA		4.360	49,8%	1.650	18,8%	433	4,9%	[...]	[...]
UNION FENOSA	1	64	0,7%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	2	90	1,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	3	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	4	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	5	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	6	17	0,2%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
Total UNION FENOSA		171	2,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
EDP-HIDROCANTÁBRICO	1	2	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	2	12	0,1%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	3	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	4	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	5	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
	6	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
Total EDP-HIDROCANTÁBRICO		14	0,2%	0	0,0%	0	0,0%	[...]	[...]
OTROS		0	0,0%	0		0	0,0%	[...]	[...]
TOTAL		11.208		5.815		2.510		[...]	[...]

NOTA: Los porcentajes se han calculado sobre el total de horas anuales (8.760). No se ha considerado que 2004 fue año bisiesto.

Fuente: OMEL y elaboración propia.

La posición de cada uno de los operadores puede medirse tanto en términos de capacidad (por potencia instalada) como por la energía vendida en el mercado mayorista.

La potencia instalada total mide la capacidad de un operador de participar en el mercado y determina el tamaño del parque eléctrico, mientras que la energía vendida representa la participación real de los agentes en el mercado.

Desde el punto de vista de la competencia, el análisis de las cuotas de mercado en términos de capacidad puede señalar más directamente la capacidad potencial de

ejercer poder de mercado²³⁶, mientras que el estudio de las cuotas atendiendo a la energía vendida permite conocer más precisamente la participación real de los agentes en el mercado. En el presente caso, se emplearán ambas magnitudes debido a la importancia simultánea de dichas dimensiones en el mercado de generación.

En lo que respecta al mercado de generación eléctrica español, cabe destacar el peso creciente, tanto en capacidad como en producción de los ciclos combinados, única tecnología de generación eléctrica en la que está presente GAS NATURAL²³⁷.

Las CGCC representan, en el año 2004, el 11,7% del parque generador español, por capacidad instalada. Adicionalmente, su producción representa en el 2005 el 20,44% de la energía eléctrica generada²³⁸, incrementándose la producción de MWh de las CGCC en un 770,2% entre 2002 y 2005.

Por otro lado, en los próximos ejercicios se prevé un incremento significativo de la potencia instalada en CGCC. En el 2008 llegará a representar aproximadamente un tercio de la capacidad instalada.

A partir de información solicitada por el Tribunal a REE, en el cuadro 22 se indican las centrales de ciclo combinado en funcionamiento en la actualidad en España, los grupos propietarios de las mismas, su potencia neta en MW y las previsiones de nuevas instalaciones hasta el año 2008.

En los cuadros 23 y 24 se presenta la capacidad instalada y la producción de energía eléctrica de los diferentes grupos empresariales activos en España.

²³⁶ Por otro lado, esta afirmación debe matizarse, entre otros, por dos motivos: en primer lugar porque las distintas tecnologías tienen diferentes *factores de disponibilidad*, debiendo ponderarse la potencia instalada de cada empresa en función de la disponibilidad real de su combinación o tecnológica (*mix*) para producir energía. En segundo lugar, y estrechamente relacionado con la afirmación anterior, debe tenerse en cuenta que la disponibilidad de la tecnología hidráulica es, especialmente, una variable exógena respecto del comportamiento de la empresa titular de la instalación.

²³⁷ Con la excepción de una presencia marginal en régimen especial: 4,42% de la capacidad instalada de GAS NATURAL en 2004.

²³⁸ En el 2005, las CGCC son, según datos de REE, la tercera tecnología generadora de electricidad en España, por detrás del carbón y la energía nuclear. En el año 2002 la participación de las CGCC en la producción eléctrica se reducía al 2,68%.

Cuadro nº 22

CICLOS COMBINADOS CON PUESTA EN FUNCIONAMIENTO 2002 - 2005 Y CICLOS COMBINADOS CON PUESTA EN SERVICIO PREVISTA EN 2006 - 2007 A DICIEMBRE DE 2005 (MW)

GRUPO	CCGC	EN FUNCIONAMIENTO				Total	PREVISTO		Total	TOTAL
		2002	2003	2004	2005	EN FUNCIONAMIENTO	2006	2007	PREVISTO	
GAS NATURAL + ENDESA	Arrúbal G1			386		386				386
	Arrúbal G2			390		390				390
	Barcelona						800		800	800
	Besós 3	382				382				382
	Besós 4	377				377				377
	Cartagena G1				390	390				390
	Cartagena G2				390	390				390
	Cartagena G3				390	390				390
	Colón						379		379	379
	Málaga							400	400	400
	Plana de Vent							800	800	800
	Puentes G.R.							800	800	800
	San Roque 1	368				368				368
	San Roque 2	402				402				402
	Tarraçona		386			386				386
Total GAS NATURAL + ENDESA		1.529	386	776	1.170	3.860	379	2.800	3.179	7.039
GRUPO IBERDROLA	Aceca				353	353				353
	Arcos G1			389		389				389
	Arcos G2			373		373				373
	Arcos G3				792	792				792
	Casteión 2		379			379				379
	Castellón 3	782				782				782
	Castellón G4							808	808	808
	Escombreras								808	808
	Santurce 4			396		396				396
	Tarraçona Power			400		400				400
Total GRUPO IBERDROLA		782	379	1.559	1.145	3.865	808	808	1.616	5.481
GRUPO UNION FENOSA	Aceca				362	362				362
	Campo de Gibraltar - GRUPO 10			378		378				378
	Campo de Gibraltar - GRUPO 20			373		373				373
	Palos Frontera G1			387		387				387
	Palos Frontera G2			389		389				389
	Palos Frontera G3				377	377				377
	Puerto Saunto G1						401		401	401
	Puerto Saunto G2						401		401	401
	Puerto Saunto G3							401	401	401
Total GRUPO UNION FENOSA				1.527	738	2.265	802	401	1.203	3.468
GRUPO ENEL-VIESGO	Escatrón							770	770	770
Total GRUPO ENEL-VIESGO								770	770	770
GRUPO EDP-HC	Castejón 1	387				387				387
Total GRUPO EDP-HC		387				387				387
OTROS (*)			785		1.908	2.693	989	863	1.852	4.545
TOTAL		2.697	1.550	3.861	4.961	13.070	2.978	5.642	8.620	21.690

Fuente: Red Eléctrica Española y elaboración propia. (*) NOTA: La central Bahía Bizkaia Electricidad (2003, otros, 785 MW) pertenece en un 25% a REPSOL-GAS NATURAL

Cuadro nº 23

CAPACIDAD INSTALADA GENERACIÓN ELÉCTRICA ESPAÑA 2004 (MW y %)

TECNOLOGIA	ENDESA		IBERDROLA		UNIÓN FEN.		EDP-HC		ENEL-VIESGO		GAS NATUR.		OTROS		MW	% MW
	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW		
CARBÓN	6.265	27,13%	1.247	5,53%	2.048	28,89%	1.604	61,81%	864	36,52%	0	0,00%	47	0,42%	12.075	17,11%
CGCC	1.141	4,94%	2.800	12,42%	1.200	16,93%	393	15,14%	80	3,38%	1.600	95,58%	1.045	9,33%	8.259	11,70%
FUEL+GAS	5.184	22,45%	2.888	12,81%	774	10,92%	0	0,00%	753	31,83%	0	0,00%	354	3,16%	9.953	14,10%
HIDRÁULICA	5.368	23,25%	8.776	38,92%	1.825	25,75%	432	16,65%	669	28,28%	0	0,00%	-412	-3,68%	16.658	23,61%
NUCLEAR	3.636	15,75%	3.335	14,79%	739	10,43%	166	6,40%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	7.876	11,16%
RÉGIMEN ESPECIAL	1.498	6,49%	3.501	15,53%	502	7,08%	0	0,00%	0	0,00%	74	4,42%	10.170	90,77%	15.745	22,31%
TOTAL	23.092	100,00%	22.547	100,00%	7.088	100,00%	2.595	100,00%	2.366	100,00%	1.674	100,00%	11.204	100,00%	70.566	100,00%

GRUPO	HIDRÁULICA		RÉGIMEN ESPECIAL		CARBÓN		FUEL+GAS		CGCC (*)		NUCLEAR		MW	% MW
	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW	MW	% MW		
ENDESA	5.368	32,22%	1.498	9,51%	6.265	51,88%	5.184	52,08%	1.141	13,82%	3.636	46,17%	23.092	32,72%
IBERDROLA	8.776	52,68%	3.501	22,24%	1.247	10,33%	2.888	29,02%	2.800	33,90%	3.335	42,34%	22.547	31,95%
UNIÓN FENOSA	1.825	10,96%	502	3,19%	2.048	16,96%	774	7,78%	1.200	14,53%	739	9,38%	7.088	10,04%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	432	2,59%	0	0,00%	1.604	13,28%	0	0,00%	393	4,76%	166	2,11%	2.595	3,68%
ENEL-VIESGO	669	4,02%	0	0,00%	864	7,16%	753	7,57%	80	0,97%	0	0,00%	2.366	3,35%
GAS NATURAL	0	0,00%	74	0,47%	0	0,00%	0	0,00%	1.600	19,37%	0	0,00%	1.674	2,37%
OTROS	-412	-2,47%	10.170	64,59%	47	0,39%	354	3,56%	1.045	12,65%	0	0,00%	11.204	15,88%
TOTAL	16.658	100,00%	15.745	100,00%	12.075	100,00%	9.953	100,00%	8.259	100,00%	7.876	100,00%	70.566	100,00%

PROMEMORIA (CON RÉGIMEN ESPECIAL)

IHH Pre.	2.259,1
C2 Pre.	64,7
C3 Pre.	74,7
IHH Post	2.414,3
C2 Post	67,0
C3 Post	77,1
ΔIHH	155,3
ΔC2	2,4
ΔC3	2,4

PROMEMORIA (SIN RÉGIMEN ESPECIAL)

IHH Pre.	3.141,4
C2 Pre.	76,9
C3 Pre.	88,8
IHH Post	3.360,8
C2 Post	79,7
C3 Post	91,6
ΔIHH	219,4
ΔC2	2,8
ΔC3	2,8

NOTA: Para calcular los IHH se ha dividido la producción del grupo "OTROS" entre un número hipotético de agentes, de forma que la cuota de cada uno de ellos sea inferior a la cuota del grupo de menor tamaño considerado, en este caso, GAS NATURAL.

NOTA: Según información de REE la capacidad instalada de CGCC en funcionamiento a diciembre de 2005 es de 13.070 MW.

Fuente: LASHERAS, *Rivalidad y competencia en los mercados de energía en España* y elaboración propia.

Cuadro nº 24									
ENERGÍA ELÉCTRICA MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL (MERCADO DIARIO, CONTRATOS BILATERALES Y MERCADO INTRADIARIO) 2002-2005 (MWh y %)									
GRUPO EMPRESARIAL	TECNOLOGÍA	2002		2003		2004		2005 (*)	
		MWh	% TOTAL	MWh	% TOTAL	MWh	% TOTAL	MWh	% TOTAL
Grupo ENDESA	Carbón	37.793.421	20,06%	36.564.853	17,85%	38.419.917	17,90%	[...]	[...]
	Ciclo Combinado	1.752.271	0,93%	3.444.891	1,68%	6.265.332	2,92%	[...]	[...]
	Fuel Gas	2.286.231	1,21%	1.550.379	0,76%	1.427.071	0,66%	[...]	[...]
	Hidráulica	7.887.933	4,19%	12.451.083	6,08%	12.201.401	5,68%	[...]	[...]
	Internacional + Régimen especial	73.144	0,04%	1.324.802	0,65%	1.176.394	0,55%	[...]	[...]
	Nuclear	28.463.209	15,11%	27.255.443	13,31%	25.602.160	11,93%	[...]	[...]
Total Grupo ENDESA		78.256.208	41,53%	82.591.451	40,33%	85.092.274	39,64%	[...]	[...]
Grupo IBERDROLA	Carbón	8.206.095	4,36%	6.256.528	3,05%	7.459.824	3,47%	[...]	[...]
	Ciclo Combinado	874.854	0,46%	3.328.784	1,63%	7.704.359	3,59%	[...]	[...]
	Fuel Gas	7.293.360	3,87%	1.392.401	0,68%	1.254.869	0,58%	[...]	[...]
	Hidráulica	10.440.886	5,54%	21.387.664	10,44%	13.915.405	6,48%	[...]	[...]
	Internacional + Régimen especial	3.875.143	2,06%	2.448.993	1,20%	1.217.861	0,57%	[...]	[...]
	Nuclear	25.231.310	13,39%	24.291.860	11,86%	24.449.249	11,39%	[...]	[...]
Total Grupo IBERDROLA		55.921.646	29,68%	59.106.230	28,86%	56.001.567	26,09%	[...]	[...]
Grupo UNIÓN FENOSA	Carbón	13.849.147	7,35%	13.098.858	6,40%	13.635.500	6,35%	[...]	[...]
	Ciclo Combinado		0,00%		0,00%	291.192	0,14%	[...]	[...]
	Fuel Gas	1.337.856	0,71%	868.734	0,42%	581.083	0,27%	[...]	[...]
	Hidráulica	2.502.823	1,33%	4.357.163	2,13%	2.486.894	1,16%	[...]	[...]
	Internacional + Régimen especial	72.082	0,04%	662.017	0,32%	299.955	0,14%	[...]	[...]
	Nuclear	5.428.592	2,88%	5.487.579	2,68%	5.723.759	2,67%	[...]	[...]
Total Grupo UNIÓN FENOSA		23.190.500	12,31%	24.474.351	11,95%	23.018.383	10,72%	[...]	[...]
Grupo HIDROCANTABRICO	Carbón	11.112.059	5,90%	10.742.925	5,25%	10.649.926	4,96%	[...]	[...]
	Ciclo Combinado	549.518	0,29%	1.618.408	0,79%	2.051.064	0,96%	[...]	[...]
	Hidráulica	725.919	0,39%	859.038	0,42%	845.383	0,39%	[...]	[...]
	Internacional + Régimen especial	10.969	0,01%	191.443	0,09%	208.283	0,10%	[...]	[...]
	Nuclear	1.218.247	0,65%	1.261.307	0,62%	1.242.661	0,58%	[...]	[...]
	Total Grupo HIDROCANTABRICO		13.616.713	7,23%	14.673.120	7,16%	14.997.315	6,99%	[...]
Grupo VIESGO	Carbón	5.327.585	2,83%	3.739.134	1,83%	3.675.262	1,71%	[...]	[...]
	Fuel Gas	989.851	0,53%	212.253	0,10%	286.138	0,13%	[...]	[...]
	Hidráulica	979.511	0,52%	1.307.966	0,64%	1.137.547	0,53%	[...]	[...]
	Internacional + Régimen especial		0,00%		0,00%		0,00%	[...]	[...]
	Total Grupo VIESGO		7.296.947	3,87%	5.259.353	2,57%	5.098.947	2,38%	[...]
Grupo GAS NATURAL	Ciclo Combinado	1.864.933	0,99%	3.220.653	1,57%	4.781.563	2,23%	[...]	[...]
	Internacional + Régimen especial		0,00%	430.080	0,21%	164.042	0,08%	[...]	[...]
Total Grupo GAS NATURAL		1.864.933	0,99%	3.650.733	1,78%	4.945.604	2,30%	[...]	[...]
RESTO	Ciclo Combinado		0,00%	1.595.141	0,78%	5.687.839	2,65%	[...]	[...]
	Fuel Gas	2.102.024	1,12%	3.566.551	1,74%	3.809.244	1,77%	[...]	[...]
	Internacional + Régimen especial	6.161.486	3,27%	8.856.266	4,32%	11.995.066	5,59%	[...]	[...]
	Nuclear		0,00%	1.030.154	0,50%	4.040.841	1,88%	[...]	[...]
Total RESTO		8.263.510	4,39%	15.048.111	7,35%	25.532.990	11,89%	[...]	[...]
TOTAL		188.410.457	100,00%	204.803.349	100,00%	214.687.081	100,00%	[...]	[...]

Fuente: OMEL y elaboración propia. (*) NOTA: El año 2005 sólo incluye datos hasta el 30 de noviembre de 2005

A partir del cuadro 25 pueden computarse los IHH referentes a la energía ofertada de manera análoga a los cálculos realizados sobre capacidad instalada.

Cuadro nº 25 ENERGÍA ELÉCTRICA MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL 2003-2005 (CÁLCULO IHH)									
GRUPO	2003			2004			2005 (*)		
	MWh	%	UDS.	MWh	%	UDS.	MWh	%	UDS.
ENDESA	82.591.451	40,33%	47	85.092.274	39,64%	54	[...]	[...]	[...]
IBERDROLA	59.106.230	28,86%	32	56.001.567	26,09%	39	[...]	[...]	[...]
UNIÓN FENOSA	24.474.351	11,95%	25	23.018.383	10,72%	28	[...]	[...]	[...]
EDP-HC	14.673.120	7,16%	11	14.997.315	6,99%	13	[...]	[...]	[...]
VIESGO	5.259.353	2,57%	9	5.098.947	2,38%	9	[...]	[...]	[...]
GAS NATURAL	3.650.733	1,78%	3	4.945.604	2,30%	4	[...]	[...]	[...]
RESTO	15.048.111	7,35%	32	25.532.990	11,89%	92	[...]	[...]	[...]
TOTAL	204.803.349	100,00%	159	214.687.081	100,00%	239	[...]	[...]	[...]
PROMEMORIA									
	IHH Pre.	2.670,2		IHH Pre.	2.439,9		IHH Pre.	1.967,6	
	C2 Pre.	69,2		C2 Pre.	65,7		C2 Pre.	58,4	
	C3 Pre.	81,1		C3 Pre.	76,4		C3 Pre.	69,6	
	IHH Post	2.814,0		IHH Post	2.622,6		IHH Post	2.205,6	
	C2 Post	71,0		C2 Post	68,0		C2 Post	61,8	
	C3 Post	82,9		C3 Post	78,7		C3 Post	73,0	
	ΔIHH	143,8		ΔIHH	182,6		ΔIHH	238,0	
	ΔC2	1,8		ΔC2	2,3		ΔC2	3,5	
	ΔC3	1,8		ΔC3	2,3		ΔC3	3,5	

(*) NOTA: El año 2005 incluye datos hasta el 30 de noviembre. UDS. Significa "unidades de producción". El número mostrado es superior a las unidades realmente existentes, al atribuirse a cada uno de los propietarios las unidades de titularidad múltiple. (Sin embargo, para el cálculo de las cuotas, la energía producida se imputa entre los grupos propietarios de cada unidad empleando los coeficientes de titularidad).

Fuente: OMEL y elaboración propia. Los indicadores de concentración de 2003 y 2004 contemplan las hipótesis de que la operación hubiese tenido lugar dichos años.

Atendiendo a los IHH, se comprueba que tanto en capacidad como en generación, éstos índices son superiores a 2000, registrándose incrementos (*deltas*) superiores a 150²³⁹.

Según los datos disponibles, en el mercado de la generación eléctrica, ENDESA es el principal oferente en el territorio nacional con una cuota del 39,6% de la electricidad intercambiada en España y un 32,7% de la capacidad instalada²⁴⁰.

Por su parte, y aunque los IHH no tengan capacidad para indicarlo, GAS NATURAL, con una cuota del 2,3% tanto en generación como en capacidad, debe ser considerado económicamente un nuevo entrante con una estructura de generación

²³⁹ Vid. Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas, Comunicación de la Comisión 2004/C 31/03, (DOUE 5-2-2004).

²⁴⁰ Dicha cuota, con la información disponible hasta el 30 de noviembre del 2005, se reduce al 34,4%.

basada sólo en ciclos combinados, lo que probablemente origine unos incentivos económicos diferentes de los de las empresas incumbentes.

El Tribunal subraya que el mercado mayorista de la electricidad tiene, previamente a la operación analizada, un elevado nivel de concentración. Adicionalmente, el mercado se caracteriza por la existencia de dos empresas dominantes (ENDESA e IBERDROLA) con *mixes* de generación relativamente complementarios, indispensables para atender la demanda en numerosos períodos, y una cuota conjunta de, aproximadamente el 80% que les capacita para fijar precios. Atendiendo a esta estructura del mercado y a los incentivos de comportamiento de los agentes, puede concluirse que, en este mercado, la posición del grupo resultante se vería reforzada con la operación analizada debido a:

- El solapamiento de las producciones de electricidad y las capacidades de generación de ENDESA (40%) y GAS NATURAL (3%), de moderada entidad cuantitativa.
- La desaparición de GAS NATURAL como competidor en la generación de energía eléctrica.

7.2.1.2. Mercado de resolución de restricciones técnicas

El Tribunal ha indicado que, dadas las características propias de la red de transporte, existen ciertas zonas geográficas donde se generan restricciones técnicas que sólo pueden ser resueltas por un escaso número de centrales de generación, próximas a la zona de la restricción, todas ellas pertenecientes, a menudo, a la misma empresa que actuará en tales circunstancias en régimen de monopolio.

Cuadro nº 26

MECANISMO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS. ENERGIA ELÉCTRICA POR RESTRICCIONES A SUBIR 2002-2005 (MWh y %)

GRUPO	PROVINCIA	COMBUSTIBLE	CENTRAL	2002		2003		2004		2005(*)	
				MWh	% MWh	MWh	% MWh	MWh	% MWh	MWh	% MWh
ENDESA	BARCELONA	Ciclo Combinado	BESOS 3	15.015	0,62%	73.617	1,70%	18.150	0,31%	[...]	[...]
		Fuel + Gas	FOIX	195.906	8,14%	128.534	2,96%	54.089	0,92%	[...]	[...]
		Fuel + Gas	S. ADRIAN 3	113.040	4,70%	58.950	1,36%	60.930	1,04%	[...]	[...]
		Fuel + Gas	S. ADRIAN 1	120.330	5,00%	50.040	1,15%	41.760	0,71%	[...]	[...]
		Fuel + Gas	BESOS 2	78.450	3,26%	6.750	0,16%		0,00%	[...]	[...]
		Fuel + Gas	S. ADRIAN 2	54.000	2,24%		0,00%		0,00%	[...]	[...]
	LÉRIDA	Bombeo Generación	UGH. SALLENTE	460	0,02%	260	0,01%	1.336	0,02%	[...]	[...]
	TARRAGONA	Ciclo Combinado	CCGT TARRAGONA		0,00%		0,00%	0	0,00%	[...]	[...]
	ALMERÍA	Carbón	LITORAL 1	16.562	0,69%	21.076	0,49%		0,00%	[...]	[...]
		Carbón	LITORAL 2	13.424	0,56%	19.305	0,44%	3.591	0,06%	[...]	[...]
	CÁDIZ	Carbón	LOS BARRIOS	28.995	1,20%	47.047	1,08%	348	0,01%	[...]	[...]
		Ciclo Combinado	S. ROQUE 2	26.045	1,08%	143.178	3,30%	189.590	3,22%	[...]	[...]
	HUELVA	Fuel + Gas	COLON 2	53.180	2,21%	124.285	2,86%	154.965	2,63%	[...]	[...]
		Fuel + Gas	COLON 3	33.200	1,38%	137.200	3,16%	175.705	2,99%	[...]	[...]
		Fuel + Gas	COLON 1	600	0,02%		0,00%		0,00%	[...]	[...]
	MÁLAGA	Bombeo Generación	C.H. TAJO ENCANTADA	4.983	0,21%	3.808	0,09%	10.079	0,17%	[...]	[...]
	SEVILLA	Bombeo Generación	GUILLENA	5.847	0,24%	3.035	0,07%	3.757	0,06%	[...]	[...]
	LEÓN	Carbón	COMPOSTILLA 2	144	0,01%		0,00%	420	0,01%	[...]	[...]
		Carbón	COMPOSTILLA 4		0,00%		0,00%		0,00%	[...]	[...]
		Carbón	COMPOSTILLA 5		0,00%		0,00%		0,00%	[...]	[...]
		Carbón	ANLLARES	418	0,02%		0,00%		0,00%	[...]	[...]
HUESCA	Bombeo Generación	C.H. IP GENERACION		0,00%		0,00%		0,00%	[...]	[...]	
LA CORUNA	Carbón	PUENTES G.R. 1		0,00%	4.843	0,11%		0,00%	[...]	[...]	
	Carbón	PUENTES G.R. 4		0,00%	4.420	0,10%		0,00%	[...]	[...]	
Diversos ríos	Hidráulica Convencional	UGH EBRO FECSA	16.314	0,68%	926	0,02%	3.422	0,06%	[...]	[...]	
	Hidráulica Convencional	UGH. TER	14.170	0,59%	11.901	0,27%	16.234	0,28%	[...]	[...]	
	Hidráulica Convencional	UGH. EBRO ERZ		0,00%		0,00%		0,00%	[...]	[...]	
	Hidráulica Convencional	UGH. GUADIANA		0,00%		0,00%	535	0,01%	[...]	[...]	
	Hidráulica Convencional	UGH. TERA-ESLA	320	0,01%		0,00%		0,00%	[...]	[...]	
Total ENDESA				791.403	32,89%	839.176	19,33%	734.913	12,49%	[...]	[...]
GAS NATURAL	BARCELONA	Ciclo Combinado	BESOS 4	27.390	1,14%	145.910	3,36%	6.000	0,10%	[...]	[...]
	CÁDIZ	Ciclo Combinado	S. ROQUE 1	52.628	2,19%	732.960	16,89%	639.925	10,87%	[...]	[...]
	LA RIOJA	Ciclo Combinado	ARRUBAL 1		0,00%		0,00%		0,00%	[...]	[...]
Ciclo Combinado		ARRUBAL 2		0,00%		0,00%		0,00%	[...]	[...]	
Total GAS NATURAL				80.018	3,33%	878.870	20,25%	645.924	10,97%	[...]	[...]
RESTO GRUPOS	VARIAS	VARIOS	---	1.534.946	63,79%	2.622.440	60,42%	4.505.104	76,54%	[...]	[...]
TOTAL				2.406.367	100,00%	4.340.486	100,00%	5.885.941	100,00%	[...]	[...]

(*) NOTA: El año 2005 incluye datos hasta el 30 de noviembre Fuente: OMEL y elaboración propia.

De la información presentada en el cuadro 26 pueden subrayarse los siguientes aspectos:

- Analizando la energía por restricciones técnicas entre 2002 y 2005²⁴¹ El volumen de energía intercambiado se incrementó paulatinamente entre 2002 y 2004 para reducirse pronunciadamente en el 2005.
- Diferentes interesados en el expediente de concentración han indicado que la entrada en vigor del Real Decreto 2351/2004²⁴² ha contribuido a paliar las asimetrías informacionales existentes y, en consecuencia, reducir los incentivos a reservar capacidad de generación para acudir al mecanismo de solución de restricciones técnicas²⁴³.
- ENDESA y GAS NATURAL representan, respectivamente, el [0-10%] y el [0-5%] de la energía por restricciones técnicas a subir en el año 2005. Cuotas inferiores a las del 2004.
- Se detecta una elevada volatilidad en las cuotas de los diferentes agentes en la energía intercambiada por restricciones técnicas. De hecho, el porcentaje que representó ENDESA en este mercado en el año 2002 fue del 32,89%, mientras que en el 2003, GAS NATURAL, a pesar de su reducida cuota en generación, ostentó una participación del 20,25%.
- Durante todos los ejercicios analizados, las tecnologías de fuel y las CGCC solucionan, en volumen, más del 75% de las restricciones consistentes en aumentar producción. Las CGCC han ganado rápidamente cuota en este mercado, llegando incluso a ser, en el 2004, la principal tecnología en la resolución de restricciones con un 40,12% de la energía a subir.
- La naturaleza de la red provoca que las restricciones técnicas sólo puedan ser resueltas por las centrales de generación próximas a la zona de la restricción. En este sentido, se constata una elevada concentración geográfica de las restricciones. Sólo seis provincias españolas (Cádiz, Castellón, Murcia, Toledo, Córdoba y Barcelona) acumulan más del 78% del volumen anual de restricciones consistentes en subir energía.

Debido a estos motivos, el Tribunal considera que, en este mercado, la posición del grupo resultante se vería reforzada con la operación analizada debido a:

- El solapamiento en las Comunidades de Andalucía y Cataluña, y especialmente en las provincias de Cádiz y Barcelona, de diversas centrales de

²⁴¹ Se utilizan únicamente los datos de energía por restricciones “a subir”, pues no sería económicamente óptimo utilizar un posible poder de mercado para solucionar una restricción técnica reduciendo la propia producción.

²⁴² Vid. Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

²⁴³ Vid. Expediente sancionador 552/02 Empresas eléctricas.

ENDESA²⁴⁴ y de GAS NATURAL²⁴⁵ que consistentemente, han sido requeridas para solucionar restricciones técnicas.

- El incremento de la probabilidad de que la capacidad de generación de la entidad resultante sea imprescindible para solucionar la restricción técnica en dichas áreas, reduciendo las posibilidades de que otra central de otro grupo realice la oferta que solucione dicha restricción²⁴⁶.

7.2.2. Distribución.

La distribución de energía eléctrica es una actividad regulada que tiene la consideración económica de monopolio natural y se lleva a cabo por las empresas distribuidoras que en España, tradicionalmente, son empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial que las generadoras de electricidad.

Los distribuidores, en la actualidad, son a la vez titulares de las instalaciones de distribución, gestores de la red de baja tensión y suministradores a tarifa a consumidores finales, estando la retribución de la distribución fijada administrativamente. El regulador busca evitar de este modo el posible abuso de la posición de dominio determinada por la existencia de una única red y una sola empresa titular de la misma en las diferentes zonas geográficas.

El Tribunal ha indicado, tras analizar la situación económica y jurídica actual y previsible de la actividad de distribución, que el mercado de distribución debe ser analizado, en la presente operación, como un mercado separado del suministro a tarifa.

²⁴⁴ Las centrales de ENDESA son Foix (Cubellas) y San Adrián 1, 2 y 3 y Besós 1, 2 y 3 (todas en San Adrián del Besós) en Barcelona y Los Barrios y San Roque 2 en Cádiz.

²⁴⁵ Las centrales de GAS NATURAL son Besós 4 en Barcelona y San Roque 2 en Cádiz.

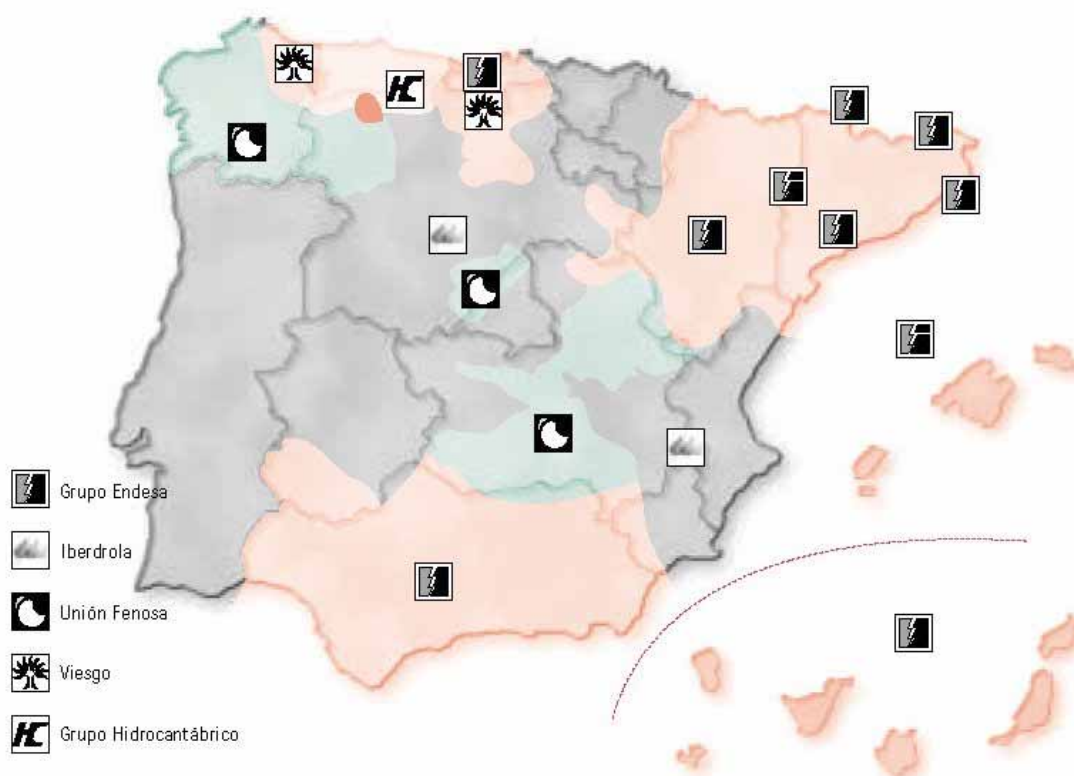
²⁴⁶ El Tribunal ha comprobado que, mientras en la provincia de Cádiz las cuotas desde el 2002 son muy volátiles (destacando la cuota de GAS NATURAL en el 2003 del 53,9%), en la provincia de Barcelona sólo ENDESA y GAS NATURAL han participado en los últimos cuatro ejercicios en la resolución de restricciones técnicas a través de aumentos de energía:

PROVINCIA	GRUPO	2002		2003		2004		2005	
		MWh	% MWh	MWh	% MWh	MWh	% MWh	MWh	% MWh
BARCELONA	GRUPO ENDESA	576.741	95,47%	317.891	68,54%	174.929	96,68%	201.211	95,66%
	GRUPO GAS NATURAL	27.390	4,53%	145.910	31,46%	6.000	3,32%	9.135	4,34%
TOTAL		604.131	100,00%	463.801	100,00%	180.929	100,00%	210.346	100,00%

Fuente: OMEL y elaboración propia.

En España los cinco principales grupos empresariales activos en los mercados de la electricidad (IBERDROLA, ENDESA, UNIÓN FENOSA, ENEL VIESGO y EDP-HIDROCANTÁBRICO) gestionan la distribución eléctrica en la mayor parte del territorio español²⁴⁷.

Gráfico nº 1
PRINCIPALES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA



NOTA: El mapa se ha actualizado, reflejando la presencia de ENDESA en Cantabria.

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

Atendiendo a esta información, puede indicarse:

- Las áreas de actuación de las diferentes distribuidoras no coinciden generalmente, con las delimitaciones administrativas españolas de Comunidades Autónomas o provincias.
- De forma consistente con la consideración económica de la distribución como monopolio natural, se comprueba que incluso en aquellas demarcaciones

²⁴⁷ En algunas zonas como Cataluña y Valencia existen numerosos distribuidores de reducido tamaño cuyo ámbito de distribución es municipal o comarcal, pero que se suministran a su vez a tarifa regulada por alguno de los operadores principales.

administrativas donde opera más de una distribuidora no se produce duplicidad de redes²⁴⁸.

- En términos generales, no existe competencia entre distribuidores²⁴⁹: el carácter de monopolio natural implica que la competencia en esta actividad originaría ineficiencias.
- Sin embargo, la existencia simultánea de varios distribuidores en la zona competencial de un mismo regulador permite, a través del mecanismo de la competencia referencial²⁵⁰ reducir las asimetrías informacionales que afectan a dicho regulador. En principio, la competencia referencial facilitaría la actuación, aunque atenuada e indirectamente, del mecanismo de la competencia.

Cuadro nº 27														
DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA (2003) (GWh y Miles abonados, AB.)														
CCAA	ENDESA				GAS NATURAL				RESTO				TOTAL GWh	TOT. AB.
	GWh	%	AB.	% AB.	GWh	%	AB.	% AB.	GWh	%	AB.	% AB.		
ANDALUCIA	30.478	96,4%	3.992	95,1%	272	0,9%	0	0,0%	875	2,8%	206	4,9%	31.626	4.198
ARAGON	7.687	98,1%	786	97,2%	55	0,7%	0	0,0%	97	1,2%	23	2,8%	7.839	809
ASTURIAS					32	0,3%	0	0,0%	9.207	99,7%	647	100,0%	9.239	647
BALEARES	4.749	99,2%	599	98,7%					40	0,8%	8	1,3%	4.789	607
CANARIAS	7.251	97,9%	977	98,1%					158	2,1%	19	1,9%	7.409	995
CANTABRIA					32	0,8%	0	0,0%	3.781	99,2%	365	100%	3.814	365
C. LEON	129	1,2%	23	1,3%	164	1,5%	1	0,0%	10.853	97,4%	1.787	98,7%	11.146	1.811
C. MANCHA	316	3,2%	1	0,1%	269	2,7%	0	0,0%	9.246	94,0%	1.186	99,9%	9.831	1.187
CATALUÑA	39.805	95,2%	3.876	95,9%	589	1,4%	4	0,1%	1.407	3,4%	162	4,0%	41.801	4.042
EXTREM.	1.830	53,3%	228	38,4%	3	0,1%	0	0,0%	1.603	46,7%	366	61,6%	3.435	594
GALICIA	244	1,5%	1	0,1%	184	1,1%	0	0,0%	15.670	97,3%	1.592	99,9%	16.098	1.593
LA RIOJA					50	3,5%	0	0,0%	1.395	96,5%	206	100,0%	1.445	206
MADRID					615	2,4%	4	0,1%	24.647	97,6%	2.856	99,9%	25.263	2.860
MURCIA					144	2,3%	0	0,0%	6.053	97,7%	704	100,0%	6.197	704
NAVARRA	6	0,2%	1	0,3%	65	1,6%	0	0,0%	3.929	98,2%	316	99,6%	4.001	317
PAIS VASCO					148	0,9%	0	0,0%	16.232	99,1%	1.141	100,0%	16.380	1.141
VALENCIA	18	0,1%	5	0,2%	306	1,4%	1	0,0%	21.929	98,5%	3.010	99,8%	22.253	3.015
CEUTA									159	100,0%	27	100,0%	159	27
MELILLA									136	100,0%	27	100,0%	136	27
TOTAL	92.514	41,5%	10.488	41,7%	2.929	1,3%	10	0,0%	127.418	57,2%	14.646	58,2%	222.860	25.144

Fuente: MITyC y elaboración propia.

En el año 2003, ENDESA estaba presente en la actividad de distribución en once Comunidades Autónomas, siendo especialmente relevante su presencia en Aragón, Cataluña y Andalucía, además de los sistemas insulares de Baleares y Canarias.

²⁴⁸ Lo contrario hubiese implicado que existen en regiones españolas dos o más tendidos eléctricos operados por diferentes compañías que llegan a los mismos consumidores finales.

²⁴⁹ Aunque, en ocasiones, se han registrado prácticas de competencia en el tendido e instalación de nuevas redes de distribución, principalmente en zonas urbanizadas de nueva creación, nuevos polígonos industriales o nuevos centros comerciales. Vid. Informe del Tribunal C82/03 IBERDROLA/AYUNTAMIENTO DE VILLATOYA.

²⁵⁰ Respecto al concepto de competencia referencial (en inglés, *yardstick competition*) Vid. FOSTER, *Privatization, Public Ownership and the Regulation of Natural Monopoly*, Blackwell, 1993 y OGUS *Regulation: Legal Form and Economic Theory*, Oxford, 1994.

GAS NATURAL, por su parte, constaba en el 2003 como empresa distribuidora de electricidad en quince Comunidades Autónomas²⁵¹, sólo superando el millar de abonados en cuatro de ellas. Castilla y León, Cataluña, Madrid y Valencia.

En el cuadro 27 se señalan aquellas Comunidades Autónomas en las que GAS NATURAL y ENDESA están presentes como empresas distribuidoras.

Puede indicarse que:

- En nueve Comunidades Autónomas ENDESA y GAS NATURAL están activas en distribución eléctrica simultáneamente. (Andalucía, Aragón, Castilla y León, Castilla La Mancha, Cataluña, Extremadura, Galicia, Navarra y Valencia).
- Únicamente en tres de estas Comunidades Autónomas, GAS NATURAL registra más de mil abonados (Castilla y León, Cataluña y Valencia).
- De las tres Comunidades Autónomas señaladas, sólo en Cataluña ENDESA es el principal distribuidor, con una cuota superior al 95% tanto en energía como en abonados.

Atendiendo a los mercados geográficos relevantes que, en este caso, tienen un carácter regional, el Tribunal estima que la posición de la entidad resultante, GAS NATURAL-ENDESA, se verá reforzada con riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva debido a:

- La adición de las redes de distribución de electricidad de ENDESA con las de GAS NATURAL. Este solapamiento, de escasa entidad a nivel nacional²⁵², se concreta en las Comunidades de Castilla y León, Valencia y Cataluña. ENDESA sólo es la empresa dominante en esta última Comunidad Autónoma.
- La desaparición de GAS NATURAL de la actividad de distribución elimina un agente efectivo en aquellos mercados en los que GAS NATURAL ya está presente.

²⁵¹ El Notificante indica que Gas Natural sólo tiene actividad en distribución eléctrica a través de dos empresas, Electra de Abusejo S.L. (Abusejo) y Distribuidora Eléctrica Navasfrías S.L. (Navasfrías), ambas en la provincia de Salamanca y con unos [0-5.000] clientes. Sin embargo, el MITyC ha confirmado a este Tribunal que las empresas que figuran bajo el epígrafe “servicio público” en el Anejo III, relación de distribuidoras por provincias de la Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica para el año 2003, son distribuidoras al cumplir la definición del artículo 9.1.g) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

²⁵² La cuota de GAS NATURAL a nivel nacional se calculaba para el 2003 en el 1,3% en términos de energía y en el 0,2% en términos de abonados.

- Se dificulta una posible competencia referencial en diversas zonas geográficas en las que GAS NATURAL, aún no teniendo actividad en la actualidad, podría estarlo en el futuro. En algunos de estos mercados geográficos, el tamaño y la densidad de la población son suficientes para que, evitando siempre la duplicidad de redes y una vez agotadas el resto de las economías de escala de la actividad de distribución, pueda ser de interés económico²⁵³ la presencia de dos o más oferentes en el servicio de distribución de electricidad.

7.2.3. Suministro a clientes finales

Los datos de la Secretaría General de la Energía facilitados al Tribunal prevén que en el año 2005 la energía eléctrica suministrada en España alcance los 235,9 TWh. De esta cifra, el 35,9% es adquirido por los consumidores finales en el mercado libre²⁵⁴, mientras que el 64,1% se adquirió a tarifa. Por número de clientes, el cambio de tarifa a mercado libre ha sido especialmente relevante entre los consumidores de alta tensión.

El mercado de suministro a clientes finales se caracteriza por su creciente atomización, que no impide la existencia de un elevado grado de concentración en torno a los principales grupos eléctricos²⁵⁵, verticalmente integrados y con cuotas de mercado muy similares en generación eléctrica y suministro.

El suministro a clientes finales constituye el segmento minorista del mercado eléctrico y supone la venta de energía ya sea a tarifa (suministro a tarifa) o a precio libre (comercialización).

En 2005 existen, según datos del MITyC, 259 empresas comercializadoras activas en el mercado español, representando los primeros cinco grupos comercializadores²⁵⁶ más del 95% de la energía contratada para comercialización. Además, existen fundamentalmente cinco grupos distribuidores²⁵⁷.

²⁵³ La entrada de un segundo distribuidor, cuando económicamente no sea ineficiente, permite al regulador introducir criterios de competencia referencial al contar con datos de otra empresa independiente activa en una demarcación comparable. Esto, a su vez, reduce las ineficiencias derivadas de la asimetría informacional previa, siempre que el comportamiento de los distribuidores no está concertado.

²⁵⁴ La electricidad suministrada contratada en el mercado liberalizado incremento su participación en 3,5 puntos porcentuales respecto a 2004.

²⁵⁵ Como excepción en los últimos años debe indicarse la entrada en este mercado de GAS NATURAL.

²⁵⁶ IBERDROLA, ENDESA, UNIÓN FENOSA, EDP-HIDROCANTÁBRICO y GAS NATURAL.

²⁵⁷ IBERDROLA, ENDESA, UNIÓN FENOSA, ENEL VIESGO y EDP-HIDROCANTÁBRICO.

En el cuadro 28 se recogen los volúmenes anuales y las cuotas de energía contratada por comercializadoras en España durante los años 2004 y 2005 tanto en volumen (MWh) como en valor (euros).

Cuadro nº 28								
VOLÚMENES ANUALES DE ADQUISICIÓN DE COMERCIALIZADORAS (2004 y 2005) (MWh, EUR y %)								
EMPRESA	2004				2005 (*)			
	Energía Contratada MWh	% MWh	Importe Liquidado (Eur)	% EUR	Energía Contratada MWh	% MWh	Importe Liquidado (Eur)	% EUR
IBERDROLA	30.018.884	36,7%	1.030.738.644	37,9%	28.577.006	33,9%	[...]	[...]
ENDESA ENERGÍA	29.216.286	35,7%	968.029.967	35,6%	30.197.942	35,8%	[...]	[...]
UNIÓN FENOSA	7.401.621	9,0%	254.470.998	9,4%	10.524.082	12,5%	[...]	[...]
EDP-HIDROCANT.	7.192.146	8,8%	229.977.964	8,5%	5.062.879	6,0%	[...]	[...]
GAS NATURAL	4.761.483	5,8%	137.190.209	5,0%	6.207.238	7,4%	[...]	[...]
VIESGO	958.198	1,2%	31.808.137	1,2%	1.639.056	1,9%	[...]	[...]
HISPAELEC ENERGÍA	806.146	1,0%	25.869.470	1,0%	429.767	0,5%	[...]	[...]
RESTO	1.464.224	1,8%	42.372.362	1,6%	1.715.987	2,0%	[...]	[...]
TOTAL	81.818.987	100,0%	2.720.457.750	100,0%	84.353.956	100,0%	[...]	[...]

(*) NOTA: El año 2005 incluye datos hasta el 30 de noviembre.

Fuente: OMEL y elaboración propia.

Por otro lado, el Tribunal ha considerado, en la presente operación de concentración, que las ventas a tarifa y las ventas a precio libre de electricidad forman parte del mismo mercado de producto, con independencia de que, atendiendo a las características de la demanda, deba distinguirse a continuación entre suministro de electricidad a grandes consumidores (alta tensión) y suministro a consumidores domésticos y PYMES (baja tensión).

Cuadro nº 29						
CUOTAS DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS SUMINISTRADORAS DE ELECTRICIDAD A CONSUMIDORES FINALES (2003) (GWh y %)						
EMPRESA	SEGMENTO LIBRE		SEGMENTO TARIFA		TOTAL GWh	Total %
	GWh	% GWh	GWh	% GWh		
IBERDROLA	32.052	44,65%	53.906	37,69%	85.958	40,02%
ENDESA	25.897	36,08%	54.804	38,32%	80.701	37,57%
UNIÓN FENOSA	7.880	10,98%	22.655	15,84%	30.535	14,22%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	1.330	1,85%	7.801	5,46%	9.131	4,25%
VIESGO	1.087	1,51%	3.841	2,69%	4.928	2,29%
GAS NATURAL	3.537	4,93%	0	0,00%	3.537	1,65%
TOTAL	71.783	100,00%	143.007	100,00%	214.790	100,00%

NOTA: Por homogeneidad se han utilizado los volúmenes energéticos de 2004 y las cuotas de 2003, últimas disponibles.

Fuente: Notificación, CNE. Boletín Informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular. Primer semestre 2005 y elaboración propia.

7.2.3.1. Suministro a grandes consumidores (alta tensión)

En el año 2003 en España, ENDESA fue, con el 35,2% del volumen del mercado, el segundo suministrador a grandes clientes. Únicamente IBERDROLA, con el 38,3%, ostenta una cuota de mercado superior a la de ENDESA. Por su parte, GAS NATURAL, con un 3,02% del mercado era ya en el 2003 el quinto oferente en el suministro de electricidad a grandes clientes, habiendo superado a ENEL VIESGO.

Cuadro nº 30				
CUOTAS DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS SUMINISTRADORAS DE ELECTRICIDAD A GRANDES CONSUMIDORES (ALTA TENSIÓN) (2003) (GWh y %)				
EMPRESA	SEGMENTO	GWh	% GWh	
IBERDROLA	Segmento Libre	25.940	22,76%	
	Segmento Tarifa	17.726	15,55%	
Total IBERDROLA		43.666	38,31%	
ENDESA	Segmento Libre	24.321	21,34%	
	Segmento Tarifa	15.821	13,88%	
Total ENDESA		40.142	35,22%	
UNIÓN FENOSA	Segmento Libre	7.275	6,38%	
	Segmento Tarifa	9.424	8,27%	
Total UNIÓN FENOSA		16.699	14,65%	
EDP-HIDROCANTÁBRICO	Segmento Libre	1.159	1,02%	
	Segmento Tarifa	5.736	5,03%	
Total EDP-HIDROCANTÁBRICO		6.895	6,05%	
ENEL VIESGO	Segmento Libre	1.033	0,91%	
	Segmento Tarifa	2.098	1,84%	
Total ENEL VIESGO		3.132	2,75%	
GAS NATURAL	Segmento Libre	3.443	3,02%	
	Segmento Tarifa	0	0,00%	
Total GAS NATURAL		3.443	3,02%	
TOTAL ALTA TENSION		113.976	100,00%	

PROMEMORIA

IHH Pre.	3.076,3
C2 Pre.	75,1
C3 Pre.	89,4
IHH Post	3.207,2
C2 Post	76,9
C3 Post	91,2
Δ IHH	130,9
Δ C2	1,8
Δ C3	1,8

NOTA: Los volúmenes energéticos corresponden a 2004 y las cuotas a 2003, últimas disponibles.

Fuente: Notificación, CNE. Boletín Informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular. Primer semestre 2005 y elaboración propia.

En el cuadro 30, se observa que la operación de concentración implicaba en el 2003 un crecimiento de la cuota de GAS NATURAL-ENDESA en 3,0 puntos porcentuales, incrementándose el IHH (*delta*) en 130, hasta alcanzar el nivel de 3.207.

Por otro lado, aunque no existan datos desagregados más actualizados que coincidan con la delimitación de mercados a efectos de esta operación de concentración, el Tribunal ha comprobado²⁵⁸ que la cuota de GAS NATURAL en el suministro minorista de electricidad se ha incrementado en el 2004 hasta el 5,7%. Considerando que el incremento de cuota es similar en ambos mercados²⁵⁹ (alta y baja tensión) y con la hipótesis de que la totalidad de la ganancia de cuota de GAS NATURAL es pérdida del suministrador con más cuota en el 2003²⁶⁰, resultaría un IHH posterior a la concentración de 3.376 con un incremento (*delta*) de 453.

En consecuencia, el Tribunal estima que la operación de concentración reforzará la posición de ENDESA y GAS NATURAL en este mercado, con riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva en el mismo.

7.2.3.2. Suministro a consumidores domésticos y PYMES (baja tensión)

En el año 2003 en España, ENDESA fue, con el 40,2% del volumen del mercado, el segundo suministrador a consumidores domésticos y PYMES. IBERDROLA, con el 42,0%, ostenta una cuota de mercado superior a la de ENDESA. Por su parte, GAS NATURAL, con un 0,1% del mercado era en el 2003 el sexto oferente en el suministro de electricidad a clientes domésticos y PYMES.

En el cuadro 31, se observa que la operación de concentración implicaba en el 2003 un crecimiento de la cuota conjunta de GAS NATURAL y ENDESA en 0,1 puntos porcentuales, incrementándose el IHH (*delta*) en 30, hasta alcanzar el nivel de 3.552.

²⁵⁸ Vid. CNE. *Boletín Informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular*. Primer semestre 2005. Página 5.

²⁵⁹ Se considera que la cuota de mercado de GAS NATURAL en alta tensión es del 4%.

²⁶⁰ Esta hipótesis minimiza el incremento del IHH.

Cuadro nº 31			
CUOTAS DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS SUMINISTRADORAS DE ELECTRICIDAD			
A CONSUMIDORES DOMÉSTICOS Y PYMES (BAJA TENSIÓN) (2003) (GWh y %)			
EMPRESA	SEGMENTO	GWh	% GWh
IBERDROLA	Segmento Libre	6.113	6,06%
	Segmento Tarifa	36.180	35,89%
Total IBERDROLA		42.293	41,95%
ENDESA	Segmento Libre	1.576	1,56%
	Segmento Tarifa	38.983	38,67%
Total ENDESA		40.559	40,23%
UNIÓN FENOSA	Segmento Libre	605	0,60%
	Segmento Tarifa	13.231	13,12%
Total UNIÓN FENOSA		13.836	13,72%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	Segmento Libre	171	0,17%
	Segmento Tarifa	2.065	2,05%
Total EDP-HIDROCANTÁBRICO		2.237	2,22%
ENEL VIESGO	Segmento Libre	53	0,05%
	Segmento Tarifa	1.743	1,73%
Total ENEL VIESGO		1.796	1,78%
GAS NATURAL	Segmento Libre	94	0,09%
	Segmento Tarifa	0	0,00%
Total GAS NATURAL		94	0,09%
TOTAL BAJA TENSION		100.814	100,00%
PROMEMORIA			
	IHH Pre.	3.521,6	
	C2 Pre.	81,4	
	C3 Pre.	95,5	
	IHH Post	3.551,6	
	C2 Post	81,8	
	C3 Post	95,8	
	Δ IHH	30,0	
	Δ C2	0,4	
	Δ C3	0,4	

NOTA: Los volúmenes energéticos corresponden a 2004 y las cuotas a 2003, últimas disponibles.

Fuente: Notificación, CNE. Boletín Informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular. Primer semestre 2005 y elaboración propia.

Sin embargo, de forma análoga al análisis en alta tensión, es conocido que la cuota de GAS NATURAL en el suministro minorista de electricidad se ha incrementado en el 2004 hasta el 5,7%. Considerando que el incremento de cuota es similar en ambos mercados²⁶¹ (alta y baja tensión) y con la hipótesis de que la totalidad de la ganancia de cuota de GAS NATURAL en baja tensión se deduce de la cuota del principal suministrador en el 2003²⁶², resultaría un IHH posterior a la concentración de 3.552 con un incremento (*delta*) de 305.

En consecuencia, el Tribunal estima que la operación de concentración reforzará la posición de ENDESA y GAS NATURAL en este mercado, con riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva en el mismo.

²⁶¹ Se considera que la cuota de mercado de GAS NATURAL en baja tensión es del 4%.

²⁶² Esta hipótesis minimiza el incremento del IHH.

7.3. Aspectos verticales en los sectores del gas y la electricidad.

El Tribunal subraya la repercusión que sobre la competencia tiene la integración vertical, tanto en el sector del gas como en el sector eléctrico, especialmente, como se analizará en el siguiente apartado, como elemento generador de barreras a la entrada.

La operación analizada supone un refuerzo de la integración vertical del grupo GAS NATURAL, fortaleciendo su poder de mercado en los sectores gasista y eléctrico, siendo de especial importancia su posición en el aprovisionamiento de gas natural, el combustible empleado para generación eléctrica de más rápido crecimiento.

Al valorar los posibles efectos restrictivos derivados de las relaciones verticales existentes dentro de cada uno de los sectores afectados, el Tribunal considerará por separado la cadena de valor del gas y la cadena de valor de la electricidad.

7.3.1. Cadena de valor del gas.

El Tribunal estima que el fortalecimiento de la posición de GAS NATURAL en el mercado de aprovisionamiento y de acceso a infraestructuras básicas de importación (gasoductos y refinerías) puede obstaculizar²⁶³ la competencia en otros mercados relacionados verticalmente. Estos efectos son especialmente probables en los mercados de suministro de gas natural, tanto el destinado a grandes clientes como el destinado a clientes domésticos y PYMES.

En segundo lugar, cuando el grupo de la empresa distribuidora de gas se encuentra activo también en el suministro a mercado (comercialización), la información sobre los patrones de consumo de los clientes finales a disposición de los distribuidores permite que las ganancias de poder en este mercado tengan, previsiblemente, efectos en el mercado de suministro. El incremento de la presencia del grupo resultante en distribución de gas implica una mayor integración vertical en estos dos mercados y, en consecuencia, origina que la información con la que cuenta el distribuidor para realizar su función regulada se convierte en valiosa información asimétrica frente a sus competidores en comercialización. Estos efectos son previsibles incluso teniendo en consideración que la distribución es una actividad regulada debido a su carácter de monopolio natural²⁶⁴.

²⁶³ Dichos efectos son aún más probables si se tienen en consideración la existencia de barreras a la entrada como se realiza en el siguiente epígrafe.

²⁶⁴ Vid. REIFFEN y WARD, *Recent Empirical Evidence on Discrimination by Regulated Firms*. Review of Network Economics. Vol.1 Issue 1. 2002.

7.3.2. Cadena de valor de la electricidad

En primer lugar, el Tribunal considera que, debido a las reglas de funcionamiento y las características estructurales del mercado de generación eléctrica en España²⁶⁵, el fortalecimiento de la posición en el mercado de generación puede obstaculizar la competencia, aguas abajo, en el mercado de suministro de electricidad, tanto en alta como en baja tensión.

Por otro lado, los mismos argumentos referentes al empleo de la información de los distribuidores considerados en la cadena del gas son válidos en el caso de la electricidad: si en el grupo de la empresa distribuidora están activas comercializadoras, la información referente a la demanda de electricidad puede emplearse, asimétricamente, con efectos restrictivos de la competencia en el mercado de suministro, tanto en alta como en baja tensión. El incremento de la presencia de GAS NATURAL en distribución implica una mayor integración vertical en estos dos mercados y, en consecuencia, origina que la información con la que cuenta el distribuidor para realizar su función regulada se convierte en valiosa información asimétrica frente a sus competidores en suministro. Estos efectos son previsibles incluso teniendo en consideración que la distribución es una actividad regulada debido a su carácter de monopolio natural²⁶⁶.

Finalmente, manteniendo el análisis en la cadena de valor de la electricidad, el fortalecimiento en el mercado de aprovisionamiento de gas natural tiene efectos verticales adicionales cuando el grupo empresarial pasa a ser también uno de los principales generadores en electricidad²⁶⁷. En primer lugar, la información que las CGCC deben facilitar obligatoriamente a los proveedores (las nominaciones diarias de gas) adquiere un valor adicional cuando el proveedor se convierte no sólo en suministrador²⁶⁸ y competidor potencial, sino en el principal competidor en el mercado de generación de electricidad²⁶⁹. Por otro lado, se incrementan los incentivos

²⁶⁵ Entre otros, 1) la importancia de contar con generación en el modelo de mercado mayorista español, marginalista y cortoplacista y 2) las distorsiones existentes en la formación de los precios eléctricos en España (CTCs, déficit tarifario).

²⁶⁶ Vid. REIFFEN y WARD, *Recent Empirical Evidence on Discrimination by Regulated Firms*. Review of Network Economics. Vol.1 Issue 1. 2002.

²⁶⁷ Vid. ECONOMIDES *The incentive for Non-price Discrimination by an Input Monopolist*, International Journal of Industrial Organization 16, 1998, páginas 271-84 y

²⁶⁸ Aparte de sus propias centrales, GAS NATURAL aprovisiona a CGCC de ENDESA, EDP-HIDROCANTÁBRICO y ELECTRABEL.

²⁶⁹ La nueva entidad tendría mejor información sobre la posición de su curva de demanda residual en el mercado mayorista de la electricidad.

a elevar los precios del gas a competidores²⁷⁰ en generación que empleen dicho *input* para la producción de electricidad²⁷¹.

7.4. Aspectos conglomerales

Se ha indicado en diversas alegaciones que el grupo resultante estaría capacitado para arbitrar el empleo del gas natural, en función de la evolución de los precios del gas y de la electricidad, pudiendo ser destinado a suministro minorista o como *input* para la generación de electricidad.

El Tribunal coincide en dicha apreciación, aunque no se puede considerar que las mayores posibilidades de arbitraje tengan, automáticamente, la capacidad de restringir la competencia. De hecho, el arbitraje, en economía, juega una importante labor como mecanismo que facilita la asignación eficiente de recursos escasos. Sin embargo, en el caso analizado, y atendiendo a las características oligopolísticas del mercado y a los comportamientos pasados de las partes²⁷², sí es correcto indicar que las mayores posibilidades de arbitrar entre los diversos empleos del gas natural facilita, e incluso incentiva, comportamientos estratégicos limitadores de la competencia.

El Tribunal reconoce el riesgo de que la presencia simultánea en gas y electricidad abra una vía suplementaria para la transferencia de rentas entre diversas actividades energéticas²⁷³.

Por otro lado, el mayor tamaño del grupo, la presencia simultánea en ambos sectores y el fortalecimiento de la presencia del grupo resultante en el consejo de ENAGAS²⁷⁴, incrementarían, en gran medida, las posibilidades de captura del regulador.

²⁷⁰ Vid. Caso de la Comisión M.3440 ENI/EDP/GDP (párrafos 411 a 429),

²⁷¹ Para un análisis más detallado de dichos incentivos a incrementar el precio de suministro de gas natural, como *input*, a las empresas competidoras en el mercado de generación de electricidad (en inglés, *foreclosure*), Vid. KNITTEL, *Market Structure And The Pricing Of Electricity And Natural Gas*. The Journal of Industrial Economics. Junio 2003.

²⁷² Vid. Expedientes sancionadores del Tribunal a GAS NATURAL: Expte. 482/00, Gas Natural Castilla y León, Expte. 540/02, Gas Natural y Expte. 580/04, Gas Natural.

²⁷³ En este sentido, la evidencia empírica, con datos de Estados Unidos, parece corroborar la existencia de dichas transferencias entre las actividades de gas y electricidad, afectando de forma diversa a los usuarios mayoristas y minoristas. Vid. KNITTEL, *Market Structure And The Pricing Of Electricity And Natural Gas*. The Journal of Industrial Economics. Junio 2003.

²⁷⁴ El nuevo grupo incrementaría su presencia en ENAGAS en un consejero, hasta tres.

Adicionalmente, el control conjunto de GAS NATURAL por parte de REPSOL²⁷⁵ implicaría que al arbitraje entre gas y electricidad en generación eléctrica, deba sumarse el posible arbitraje entre gas y productos petrolíferos comercializados por REPSOL²⁷⁶, especialmente fuelóleos. La mayor presencia de la nueva entidad GAS NATURAL-ENDESA en generación eléctrica incentiva estas posibles limitaciones a la competencia, fomentando los comportamientos estratégicos respecto a posibles entrantes.

Finalmente, el Tribunal destaca la tendencia creciente a que las empresas que operan en alguno de estos sectores ofrezcan conjuntamente gas y electricidad (ofertas duales), especialmente en el segmento doméstico, dentro de una estrategia de expansión y captación de clientes en los mercados liberalizados. El Tribunal considera que dichas ofertas duales no sólo no tienen por que ser intrínsecamente contrarias a la competencia²⁷⁷, sino que, en principio, podrían estar respondiendo a una demanda de los consumidores que debe compatibilizarse con el mantenimiento de la competencia efectiva.

8. BARRERAS DE ENTRADA

Una vez delimitados los mercados y analizada la estructura y los comportamientos en los mismos, el Tribunal debe examinar si existen obstáculos o barreras para que nuevas empresas entren en el mercado en un periodo corto de tiempo, y si dicha entrada es probable y suficiente; en otras palabras, si los mercados analizados son expugnables.

Las barreras a la entrada constituyen todas aquellas dificultades y costes que desalientan o directamente imposibilitan la entrada de nuevos operadores en un determinado mercado²⁷⁸.

²⁷⁵ REPSOL y LA CAIXA poseen, respectivamente, un 30,8% y un 30,03% del capital de GAS NATURAL y mantienen un pacto de accionistas suscrito el 11 de enero de 2000 y renovado el 16 de mayo de 2002 para articular el control conjunto sobre GAS NATURAL.

²⁷⁶ El MITyC indica que “el gas y la electricidad han aumentado progresivamente su participación en el total de los consumos, sustituyendo, con carácter general en todos los sectores, a los productos petrolíferos, principalmente fuelóleos” *Vid.* Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*. Septiembre 2002.

²⁷⁷ *Vid.* Caso de la Comisión M.3440 ENI/EDP/GDP, párrafo 453.

²⁷⁸ Cuanto más costosas de superar sean éstas, mayores serán las posibilidades de las empresas ya instaladas de explotar las rentas monopólicas u oligopólicas que pudiesen existir, con las consiguientes pérdidas de eficiencia (se producen menos bienes y servicios, más caros y de peor calidad) y de equidad (el comprador, si decide adquirir, se ve forzado a realizar una transferencia de renta al vendedor en exceso de lo que una cantidad similar le costaría si existiese competencia). Las barreras a la entrada limitan o, en los peores casos, anulan el mecanismo natural del mercado para la corrección

El reducido número de operadores que suelen estar activos en los sectores de electricidad y de gas aumenta la importancia del estudio de dichas barreras²⁷⁹.

El Tribunal ha tenido ocasión de analizar exhaustivamente, con ocasión de anteriores operaciones de concentración²⁸⁰, las barreras de entrada existentes en los distintos mercados energéticos en España, fundamentalmente dentro del sector eléctrico. Partiendo de las consideraciones efectuadas en anteriores Informes, y teniendo en cuenta la evolución legislativa y de las condiciones de mercado se procederá a analizar las barreras de entrada que, a juicio de este Tribunal, existen en la actualidad, tanto en los mercados eléctricos como en los mercados del gas natural.

8.1. Barreras en el sector eléctrico

El Tribunal, de acuerdo con informes anteriores, considera que si bien la energía eléctrica es un producto homogéneo y por tanto, en principio, de igual calidad para todos los generadores, no ocurre lo mismo, en relación a los costes. Dichos costes tienden a ser superiores para los nuevos entrantes motivo por el cual el grado de expugnabilidad de este mercado es muy reducido.

8.1.1. Aislamiento exterior

La escasa capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con otros sistemas²⁸¹ limita las capacidades de intercambio comercial existentes, incluyendo las expectativas razonables en cuanto al desarrollo del MIBEL, e incide negativamente en la posible entrada de nuevos operadores por la vía de los intercambios internacionales. Las escasas conexiones existentes constituyen un factor limitador de las importaciones de electricidad que, sin incrementos en dicha capacidad, tenderán

de esta situación reduciendo las posibilidades de que nuevas empresas accedan al mercado y oferten sus productos.

²⁷⁹ Teóricamente, puede indicarse que incluso en mercados con un número reducido de competidores, si las circunstancias del mercado estudiado apuntan a que el mismo es expugnable en grado suficiente, sería posible que la asignación de recursos alcanzada por el mecanismo competitivo se aproxime, y en el límite, coincida, con las asignaciones en competencia perfecta. Para determinar la expugnabilidad del mercado los dos factores clave son la capacidad de las empresas entrantes de producir a los mismos costes que la ya instalada y, suponiendo que se da esta capacidad, la inexistencia de costes de entrada ni de salida a la industria. Vid. BAUMOL, PANZAR y WILLIG. *Contestable Markets and The Theory of Industrial Structure*. 1982.

²⁸⁰ Vid. C54/00 UNIÓN ELÉCTRICA FENOSAHIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, C60/00 ENDESA/IBERDROLA.

²⁸¹ Los Informes del Tribunal sobre operaciones pertenecientes al sector eléctrico, la CNE y el Libro Blanco ponen de relieve este problema.

incluso a reducir la participación de los agentes internacionales en el mercado de generación español a medida que se produzcan incrementos de la demanda.

8.1.2. Activos estratégicos

La existencia de activos estratégicos, propiedad de los operadores incumbentes, impiden que los nuevos entrantes en la actividad de generación puedan competir en las mismas condiciones que los operadores ya presentes en dicho mercado y constituyen, por tanto, barreras a la entrada.

Entre los activos estratégicos pueden citarse los emplazamientos de las centrales, el acceso a recursos hidroeléctricos, el acceso a combustibles, las restricciones de transporte y los derechos contractuales heredados.

Respecto al emplazamiento de las centrales, la selección óptima de un emplazamiento es el resultado final de valorar diversas variables, siendo las más destacadas el acceso a las redes de transporte en alta tensión para evacuar la energía generada; el acceso a las fuentes de suministro del combustible para minimizar los costes de aprovisionamiento; las inversiones necesarias en infraestructura y la idoneidad desde el punto de vista medioambiental.

Como indica la CNE en su informe de la función decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, 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 implica que los posibles emplazamientos estén agotados, pero supone que las inversiones a realizar en nuevos emplazamientos conllevan un coste superior, al tener que crear acometidas de alta tensión, carreteras de acceso, o inversiones de restitución medioambientales, 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.

Por otro lado, la posesión de centrales de generación hidráulica sigue suponiendo, atendiendo a los costes, una ventaja marginal considerable. Además, las posibilidades de nueva explotación de recursos hídricos en España con fines eléctricos son muy reducidas, ya que la mayoría de las localizaciones geográficas económicamente viables están ya explotadas²⁸².

²⁸² Vid. C54/00 UNIÓN ELÉCTRICA FENOSAHIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO

Sin necesidad de analizar con profundidad las restricciones de transporte o los derechos contractuales heredados, se debe indicar que el acceso a combustibles, sigue siendo una barrera a la entrada, especialmente en lo que se refiere a las CGCC. Aunque desde el comienzo de la liberalización las dificultades de acceso al gas natural se hayan reducido apreciablemente²⁸³, todavía existen barreras importantes, como la integración vertical entre distribución y comercialización y las ventajas competitivas de GAS NATURAL en aprovisionamiento.

Finalmente, el Tribunal estima que la constitución de agentes energéticos integrados en los sectores de gas y electricidad incrementa las opciones de arbitrar entre los empleos del gas en ambas cadenas de valor²⁸⁴ y, al ser posible limitar estratégicamente el aprovisionamiento de gas natural a CGCC rivales, podrían constituirse nuevas barreras de entrada.

8.1.3. Costes de instalación y diversificación del parque de generación

Las inversiones en centrales de generación de energía eléctrica se caracterizan por requerir un considerable volumen de recursos financieros con periodos de construcción que duran varios años²⁸⁵, largos períodos de maduración de la inversión²⁸⁶ y precios de los combustibles con alta variabilidad, sujetos a las fluctuaciones de los mercados internacionales. En definitiva, en el sector eléctrico existen altas probabilidades de que afloren costes hundidos²⁸⁷.

Por otro lado, debe tenerse en cuenta que dichos riesgos también afectan a los operadores existentes aunque en menor medida, al contar con un parque de

²⁸³ La CNE indica que desde el inicio de la liberalización 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 el margen de capacidad disponible para contratar en el horizonte 2005-2008 resulta, en su opinión, razonable.

²⁸⁴ En el apartado 7.3.2, Cadena de valor de la electricidad, se analizan otros efectos económicos de dicha capacidad de arbitraje, y en particular el cambio en los incentivos de comportamiento de los agentes que se concentran.

²⁸⁵ El plazo más breve es el empleado en la construcción de CGCC y suele estimarse en un mínimo de tres años.

²⁸⁶ La vida útil de las centrales térmicas se fija en unos 25-30 años y en 60 en el caso de las centrales hidráulicas.

²⁸⁷ Los costes hundidos o costes irrecuperables (*sunk costs*) son costes en los que ya se ha incurrido y no pueden recuperarse en circunstancias ordinarias. Económicamente los costes hundidos no afectan a las decisiones marginales de los agentes en el mercado (deben basarse en los costes marginales), pero sí pueden ser utilizados como barreras a la entrada (estratégicamente se impide que un tercero acceda al mercado, discipline a la empresa que está elevando precios y salga sin pérdidas, en inglés, *hit and run*, desincentivando, en consecuencia, la entrada y limitando la expugnabilidad del mercado). Vid. SUTTON, *Sunk Costs and Market Structure: Price competition, Advertising and the Evolution of Concentration*. 1991, MIT.

generación diversificado (con generadores hidráulicos y nucleares) que incrementan su independencia respecto a la variabilidad del precio de los combustibles y reducen el riesgo de las inversiones pendientes de amortizar. Así mismo, a través del mecanismo de los CTC, los operadores ya activos tienen garantizada la recuperación de sus inversiones pasadas²⁸⁸.

Todas estas circunstancias se ven especialmente agravadas en el mercado de la generación de electricidad debido a que la tecnología fundamental con la que se accede al mercado es la CGCC, dependientes de un único combustible²⁸⁹.

La necesidad de diversificar el parque de generación de los operadores actualmente activos puede constituirse como barrera de entrada, limitando la capacidad de competir de los potenciales entrantes debido a la imposibilidad de obtener unos recursos de generación que ofrezca la misma cobertura del riesgo que la que disfrutaban sus competidores.

8.1.4. Sistema de funcionamiento del mercado mayorista

En España, el carácter marginalista²⁹⁰ del mercado de generación, el elevado grado de concentración de la oferta²⁹¹, el alto porcentaje de la energía intercambiada entre agentes del mismo grupo y el corto plazo²⁹² al cual se negocian los intercambios, constituyen, globalmente, una importante barrera a la entrada a los nuevos operadores²⁹³.

²⁸⁸ Los CTCs han impedido la existencia de costes hundidos para los operadores existentes, lo cual no implica que los nuevos entrantes tengan asegurada la recuperación de sus inversiones.

²⁸⁹ La CNE señala también la limitada capacidad de ofrecer precios estratégicamente en el *pool*, ya que la amortización de la planta exige producir el mayor número posible de horas y la existencia de cláusulas *take or pay* que obligan al propietario de la CGCC a retirar el gas comprado.

²⁹⁰ El precio al que casan oferta y demanda corresponde a la unidad de producción con mayores costes marginales en ese momento. Puede indicarse que la oferta más cara fija el precio a todas las tecnologías (si el generador ya está amortizado pueden incluso surgir los denominados beneficios “caídos del cielo”, en inglés, *windfall profits*), a diferencia de los contratos bilaterales donde la oferta que fija precio es la más baja.

²⁹¹ Si bien el Real Decreto-Ley 6/2000, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicio ha limitado la cuota máxima por operador a un 40%.

²⁹² El mercado es diario, o bien intradiario. Respecto del mercado diario, cada horizonte de programación establecido se establece conforme a cada una de las veinticuatro horas del día, cerrándose normalmente las ofertas en la mañana (10:00 horas) del día anterior al que se refieran los intercambios, casándose las ofertas una hora después, y publicándose a mediodía. El mercado intradiario lo constituyen seis sesiones de ajuste sobre el resultado de aplicar ciertos ajustes técnicos a la casación, lo cual da lugar al llamado Programa Horario Final. Resulta por tanto imposible negociar intercambios a medio o largo plazo.

²⁹³ Vid. JOSKOW, *California's Electricity Crisis*, MIT, 2001. “Spot electricity markets work very poorly when supplies are tight; the combination of relatively tight supplies and extremely inelastic demand

8.1.5. Costes de transición a la competencia (CTC)

El Tribunal, en expedientes anteriores, ha puesto de manifiesto la consideración de los CTCs como una barrera a la entrada en el sector eléctrico²⁹⁴. En este mismo sentido se manifestó el Tribunal Supremo, en su sentencia de 21 de noviembre de 2002²⁹⁵.

El mecanismo de CTC constituye una distorsión en la formación de los precios del mercado mayorista, incrementan el riesgo a los potenciales entrantes y perturba la relación entre los precios mayoristas y los precios pagados por los consumidores.

Respecto a la distorsión de los precios en el mercado mayorista, se puede indicar que un operador que perciba CTC maximiza una función de beneficios distinta de otros generadores sin CTCs²⁹⁶, ya que los beneficios pasan a depender de la diferencia entre las cuotas que tenga en generación y en la percepción de dichos CTC²⁹⁷. Por otro lado, las condiciones impuestas por el ordenamiento jurídico para la percepción de CTC²⁹⁸ establecen, *de facto*, límites superiores e inferiores a los precios del mercado mayorista.

La existencia de los CTC y su efecto distorsionador sobre los precios mayoristas desincentivan la entrada de nuevos operadores al impedir que los precios del *pool* reflejen la necesidad de invertir o no en nueva capacidad y, en segundo lugar, porque la limitación de los precios y el cambio en los incentivos de los incumbentes incrementa el riesgo percibido por los potenciales entrantes sobre la recuperación de

means that prices can rise to extraordinary levels and are much more susceptible to market power problems than when supplies are abundant”.

²⁹⁴ Vid. C60/00 ENDESA / IBERDROLA.

²⁹⁵ El Tribunal Supremo indica que “el pago de la compensación CTC pudiera convertirse paradójicamente en un obstáculo al designio 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.”

²⁹⁶ FABRA y TORO indican “An increase in the market price increases the firm’s market revenues proportionally to its market share, but reduces its CTC revenues proportionally to its CTC share. Therefore, whether the impact of a price increase on the firm’s overall profits is positive or negative depends on whether the firm’s market share is larger or smaller than its CTC share. As a result, whenever a firm’s market share is greater (lower) than its CTC share, its profit-maximizing price is above (below) its marginal costs”. Vid. FABRA y TORO, *Price Wars and Collusion in the Spanish electricity market*. 2004. “

²⁹⁷ Las cuotas de percepción de CTCs son 51,2% para ENDESA, 27,1% para IBERDROLA, 12,9% para UNION FENOSA y 5,7% para HIDROCANTÁBRICO.

²⁹⁸ Dichas condiciones son: 1) si el precio medio percibido por la empresa supera los 36 euros/MWh los ingresos adicionales se deducen de los CTC a cobrar y 2) Los CTC totales recibidos no pueden superar las cantidades establecidas en la Ley.

sus inversiones. Este incremento de riesgo se produce incluso en aquellas situaciones en las que no se prevea la aplicación inmediata de los CTC.

Por último, los CTC distorsionan los precios a los consumidores, permitiendo, vía subvención, que los precios minoristas pagados por los consumidores finales e ingresados por las comercializadoras sean inferiores a los precios del mercado mayorista²⁹⁹ y no transmitan correctamente señales económicas que indiquen la escasez relativa de los bienes económicos.

8.1.6. Integración vertical

La integración vertical en el sector eléctrico de los grupos empresariales incumbentes provoca que, económicamente, las empresas sean indiferentes entre percibir el margen total a través de una sola actividad o percibirlo de forma separada³⁰⁰. No obstante, debido a que los nuevos entrantes no participan habitualmente en todas las fases del suministro eléctrico, los grupos integrados tienen incentivos a concentrar el cobro de los márgenes en aquellas actividades en las que no tienen competencia, pudiendo reducir los márgenes empresariales en las actividades en las que algún competidor ha realizado la entrada³⁰¹, hasta provocar la retirada de dicho entrante.

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, para evitar la existencia de subsidios cruzados, dichas empresas pueden pertenecer a un mismo grupo empresarial, permitiéndose la compensación de pérdidas en el balance consolidado del grupo.

En el mercado, esto se ha traducido, de hecho, en el mantenimiento de una elevada integración vertical en el sector eléctrico español, manteniendo las grandes empresas eléctricas cuotas muy similares en cada una de las actividades de producción y suministro.

Por otro lado, las empresas integradas verticalmente disponen de información asimétrica frente a los potenciales entrantes, ya que las distribuidoras conocen las

²⁹⁹ Debe tenerse en cuenta que aunque los consumidores finales paguen, privadamente, precios de electricidad más reducidos, económicamente, el coste social de esos precios inferiores es muy elevado. Socialmente, los precios minoristas incluyen, adicionalmente, la subvención (los CTCs), la ineficiencia económica introducida por los CTC (al no permitir que los mercados eléctricos determine la asignación eficiente de recursos, originando excesos de demanda y/o limitaciones de oferta) y, finalmente, la distorsión fiscal derivada de la financiación de los CTC vía impuestos.

³⁰⁰ Vid. C54/00 UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA/ HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO.

³⁰¹ Las comercializadoras que sólo están presentes en esta actividad se enfrentan al riesgo de que una subida de los precios del *pool* anule su margen de comercialización.

cantidades y los precios contratados por cada uno de los clientes, información de gran valor para las ofertas de las comercializadoras. Los incentivos económicos conducen a discriminar el acceso a esta información a favor de las comercializadoras del grupo³⁰².

8.2. Barreras en el sector del gas

El Tribunal, en coincidencia con el Servicio y la CNE, ha considerado en expedientes anteriores que los mercados en el sector del gas se caracterizan por su reducida expugnabilidad³⁰³.

8.2.1. Acceso a fuentes de aprovisionamiento

A pesar de la reciente tendencia al aumento y diversificación de empresas que se aprovisionan³⁰⁴ de gas natural y a que existe un número creciente de operadores que se aprovisionan de forma independiente y destinan gas a España, GAS NATURAL está en condiciones de mantener un volumen de aprovisionamientos muy superior al de otros aprovisionadores activos en España y con una distribución GN/GNL potencialmente más competitivo³⁰⁵.

Las barreras a la entrada identificadas provienen en gran medida del poder de la oferta, muy concentrada y localizada en los países extracomunitarios, que imponen plazos de contratación largos o muy largos y volúmenes elevados, siendo además, necesario que el aprovisionador intente diversificar sus fuentes de aprovisionamiento, con el consiguiente incremento de costes para entrar en el mercado. Por otro lado, el aprovisionamiento en los mercados al contado de gas natural³⁰⁶, son, en la actualidad, una solución a excesos puntuales de demanda pero, por su elevado precio, no pueden considerarse una alternativa económica al aprovisionamiento en origen para estar activo en este mercado. Finalmente, la información del Tribunal indica que los oferentes de gas en el país de extracción tienden a compartimentar las cantidades

³⁰² Adicionalmente, cuando el consumidor contacta con la distribuidora para cambiar de comercializadora existen incentivos para dificultar dicho cambio siempre que el nuevo suministrador no pertenezca al grupo.

³⁰³ Vid. C38/99 ENDESA/GAS NATURAL

³⁰⁴ El 17 de diciembre de 2005, CEPSA anunció un contrato con SONATRACH de 1,6 bcm/año durante 20 años que se importará a través de MEDGAZ. Vid. Comunicación número 19689 del 19 de diciembre de la CNMV.

³⁰⁵ Aún cuando, por Ley, el contrato SAGANE I con SONATRACH se destine preferentemente al suministro a tarifa, éste volumen tiende a reducirse en el tiempo, quedando a disposición de GAS NATURAL un volumen creciente para el suministro a precio libre.

³⁰⁶ De forma destacada, el *Henry Hub* (HH) en Estados Unidos, sobre el que se negocian los contratos a futuro (hasta 18 meses) en el *New York Mercantile Exchange* (NYMEX).

destinadas a las diversas zonas geográficas. Este comportamiento, posible por el poder de la oferta, dificulta que un nuevo entrante pueda aprovisionarse con volúmenes elevados de gas natural destinados a un país específico, en este caso, España, si el oferente no considera conveniente acumular más riesgos en una misma zona.

Estas barreras afectan, adicionalmente, a la capacidad de entrada de potenciales operadores en los mercados aguas abajo del gas natural.

8.2.2. Acceso a infraestructuras de importación

Debido al carácter marginal de la producción de gas natural en España, el acceso a las infraestructuras de importación (gasoductos internacionales y plantas de regasificación) resulta imprescindible para poder ejercer esta actividad.

En la actualidad, existe capacidad disponible para nueva contratación en las plantas de regasificación, pero la capacidad de los gasoductos internacionales (gasoducto del Magreb y Lacq-Calahorra) se encuentra prácticamente saturada por los contratos de aprovisionamiento de GAS NATURAL.

El informe de la CNE indica que esta situación, en la cual ningún competidor de GAS NATURAL puede tener acceso al gas potencialmente más competitivo para España, el GN proveniente de Argelia por gasoducto, sólo podría resolverse, en su caso, con el funcionamiento del gasoducto de Medgaz a comienzos de 2009.

Adicionalmente, las limitadas capacidades de regasificación, de entrada y salida al sistema de transporte y de almacenamiento tienen la consideración de barreras de entrada en otras actividades, aguas abajo, en la cadena de valor del gas, existiendo en este Tribunal precedentes de comportamientos contrarios a la competencia por parte de GAS NATURAL³⁰⁷.

8.2.3. Elevadas inversiones en nuevas infraestructuras

El elevado volumen de inversiones necesario para la construcción de infraestructuras gasistas de importación, la dificultad de obtención de las numerosas autorizaciones administrativas de construcción y explotación, así como el elevado período de maduración de las mismas dificultan la entrada de nuevos competidores.

³⁰⁷ Vid. Expte. 580/04, Gas Natural, en el que se impone a GAS NATURAL SDG una multa de ocho millones de euros.

8.2.4. Integración vertical

Al igual que en el sector eléctrico, la integración vertical en el sector del gas implica que, económicamente, las empresas sean indiferentes entre percibir el margen total a través de una sola actividad o percibirlo de forma separada. Sin embargo, debido a que los nuevos entrantes no participan habitualmente en todas las fases del suministro gasista, los grupos integrados tienen incentivos a concentrar el cobro de los márgenes en aquellas actividades en las que no tienen competencia, pudiendo reducir los márgenes empresariales en las actividades en las que algún competidor ha realizado la entrada³⁰⁸, hasta provocar la retirada de dicho entrante.

Por otro lado, las empresas integradas verticalmente, en España GAS NATURAL, disponen de información asimétrica frente a los potenciales entrantes, ya que las distribuidoras conocen las cantidades y los precios contratados por cada uno de los clientes, información de gran valor para las ofertas de las comercializadoras. Los incentivos económicos conducen a discriminar el acceso a esta información a favor de las comercializadoras del grupo³⁰⁹.

8.2.5. Escala mínima de entrada en comercialización

El Tribunal coincide con el Servicio en que, la necesidad de optimizar el uso de las instalaciones de regasificación y las economías de escala en el la adquisición de gas para suministro, implican que resulta necesario contar con una considerable masa crítica³¹⁰ en contratos de suministro de gas para poder ofrecer gas en condiciones competitivas. Dicho volumen mínimo de entrada constituye una barrera económica que dificulta la entrada de competidores potenciales.

8.2.6. Estructura de precios minoristas

La estructura de precios en el sector del gas ha funcionado, especialmente durante el último año, como una barrera a la entrada para potenciales oferentes en el suministro minorista a precios de mercado. De hecho, la tarifa pagada por los clientes suministrados en el mercado regulado ha sido inferior, en algunos, a los precios en los mercados internacionales del gas. Esto ha ocasionado que las ofertas en el mercado liberalizado hayan dejado de ser competitivas frente a las tarifas, especialmente en el segmento de grandes consumidores (clientes industriales), cuyos precios en libre

³⁰⁸ Especialmente en el caso de las comercializadoras que sólo están presentes en esta actividad.

³⁰⁹ Adicionalmente, cuando el consumidor contacta con la distribuidora para cambiar de comercializadora existen incentivos para dificultar dicho cambio siempre que el nuevo suministrador no pertenezca al grupo.

³¹⁰ Vid. Informe del Servicio N-03033 ENDESA GAS, CRISTIAN LAY / DIGOGEXSA.

mercado se han llegado a situar por encima del precio de la tarifa. Debido a esta distorsión de la estructura de los precios, se han registrado peticiones de vuelta al mercado a tarifa por parte de estos consumidores³¹¹.

8.3. Otras barreras

8.3.1. Fidelización o captura del cliente

De forma común en ambos sectores, los crecientes esfuerzos de fidelización de clientes por parte de los diferentes grupos empresariales, aumentando los presupuestos destinados a publicidad y explotando las estrechas relaciones entre distribución y suministro, incrementa la inercia de los clientes, ya inherente, a permanecer con el mismo suministrador, elevando en consecuencia las barreras a la entrada ya existentes en ambos mercados de suministro³¹².

La CNE subraya que la posición ventajosa del incumbente se comprueba por el hecho de que son muchos los clientes que a mitad del proceso de cambio de suministrador hacia el mercado liberalizado deciden quedarse con su suministrador habitual, el distribuidor³¹³. Por otro lado, aunque el Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, obliga a facilitar el acceso a los agentes que operan en el sistema gasista a 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.

³¹¹ El Real Decreto-Ley 5/2005 y el Real Decreto 942/2005 han limitado la posibilidad de vuelta al mercado a tarifa para los consumidores del mercado liberalizado con un consumo superior a 100 GWh/año durante tres años.

³¹² *Vid.* C38/99 ENDESA/GAS NATURAL en el que el Tribunal ya indicaba la ausencia de incentivos a cambiar de suministrador habitual, destacando la inercia de los clientes y la inexperiencia de las nuevas comercializadoras como barreras que dificultan las ofertas en las mismas condiciones que los incumbentes.

³¹³ Las comercializadoras señalan que los distribuidores pueden emplear las pertinentes comunicaciones con el cliente para informarles sobre la tramitación del cambio solicitado para incentivar al cliente a permanecer con su actual proveedor. Adicionalmente, en el caso del gas, se indica que muchos clientes tienen contratos de financiación de las instalaciones receptoras o de sus sistemas de calefacción, cuya amortización se factura conjuntamente con el gas (en ocasiones contratos olvidados por el propio cliente). En caso de cambio de suministrador, los importes pueden ser reclamados por la distribuidora, en general, transfiriendo la capacidad de cobro a una entidad financiera.

9. EFICIENCIAS ALEGADAS

El Grupo GAS NATURAL prevé obtener unas eficiencias de aproximadamente 430 millones de euros anuales derivadas de la integración de GAS NATURAL y ENDESA a partir del año 2008. Para realizar dicha cuantificación, GAS NATURAL ha partido de los información presentada por ENDESA en su Memoria Anual de 2004, ha identificado siete centros de costes principales y ha estimado los posibles ahorros que la operación produciría en tres de los centros de costes: Estructura corporativa³¹⁴, comercialización en España y distribución en España.

GAS NATURAL indica que la ampliación del análisis a los negocios de generación eléctrica e internacional podría incrementar las cifras totales de sinergias.

Cuadro nº 32		
ESTIMACIÓN PRESENTADA POR GAS NATURAL DE LAS SINERGIAS DE LA OPERACIÓN.		
REDUCCIÓN DE LA BASE ANUAL DE COSTES (A PARTIR DE 2008) (Millones de euros y %)		
	M.EUROS	%
Funciones de apoyo	86,4	20,13%
Integración del Gobierno Corporativo	8,2	1,91%
Integración de la Alta Dirección	21,1	4,92%
Integración y compartición de las funciones de apoyo	26,0	6,06%
Reducción de los costes operativos asociados a funciones de apoyo	31,1	7,25%
Comercialización	175,0	40,77%
Integración de las actividades de gestión y atención al cliente y facturación	41,0	9,55%
Integración de compras de marketing	51,0	11,88%
Integración de las estructuras comerciales y adopción del modelo de canales de Gas Natural en el Nuevo Grupo	68,0	15,84%
Integración de las áreas de <i>dispatching</i> eléctrico	9,0	2,10%
Integración de las estructuras de apoyo para operaciones comerciales internacionales	6,0	1,40%
Sistemas de Información	92,8	21,62%
Reducción de proyectos de desarrollo	28,1	6,55%
Mejora de eficiencia en la gestión y explotación de los sistemas	60,0	13,98%
Optimización de compras	4,7	1,10%
Distribución	75,0	17,47%
Gestión conjunta de las redes de distribución	32,0	7,46%
Gestión conjunta de proveedores	43,0	10,02%
TOTAL	429,2	100,00%

Fuente: Informe de BOSTON CONSULTING GROUP encargado por GAS NATURAL y elaboración propia.

El artículo 16.1 de la LDC en su último párrafo faculta al Tribunal para considerar, en su caso, la contribución que la concentración pueda aportar, entre otros, a la mejora de los sistemas de producción o comercialización, al fomento del progreso técnico o

³¹⁴ GAS NATURAL ha separado el centro de coste de estructura corporativa en dos bloques: funciones de apoyo y sistemas de información.

económico o a los intereses de los consumidores o usuarios y si esta aportación es suficiente para compensar los efectos restrictivos sobre la competencia.

La Comisión Europea, por su parte, también puede tener en cuenta las eficiencias invocadas en su evaluación de una operación de concentración³¹⁵. El Tribunal coincide con la Comisión en la necesidad de que para que las eficiencias sean tenidas en consideración en el procedimiento de control de concentraciones deben, simultáneamente, beneficiar a los consumidores, tener un carácter inherente a la concentración y ser verificables.

El Tribunal, tras el análisis de las eficiencias alegadas, estima que:

- Las eficiencias no son sustanciales: En este caso la información asimétrica de GAS NATURAL frente a ENDESA y la del Tribunal ante ambos dificulta la verificación de las eficiencias alegadas. De hecho, ENDESA estima las posibles sinergias operativas alcanzables en aproximadamente entre 95 y 140 millones de euros, (sin incluir las denominadas por ENDESA “sinergias negativas”³¹⁶). No obstante, el Tribunal calcula que un incremento de los precios en 2005 del 3,4% en el mercado de generación eléctrica hubiese representado la misma magnitud que la totalidad de las eficiencias alegadas por GAS NATURAL a partir del 2008. Así mismo, los 75 millones de euros de eficiencias que GAS NATURAL propone traspasar a los consumidores mediante inversiones adicionales en las redes de distribución equivalen a un incremento de precios de un 0,5% en ese mismo mercado.
- No está previsto que se produzcan con prontitud. Las alegaciones indican el año 2008 como el ejercicio a partir del cual la operación comenzará a originar sinergias.
- Las sinergias afectan, fundamentalmente a los costes fijos de la nueva entidad. El Tribunal considera que éstas reducciones de costes fijos son menos pertinentes que aquellas sinergias que reducen los costes variables, y en consecuencia, los marginales, debido a que las empresas maximizadoras de beneficios establecen sus precios atendiendo a éstos últimos.
- Las eficiencias generadas por la concentración no aumentarán la capacidad ni los incentivos de la entidad fusionada para actuar de manera procompetitiva.³¹⁷

³¹⁵ Vid. Sección VII de las 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), DOUE 05/02/2004,

³¹⁶ ENDESA alega que estas ineficiencias se derivarían de los costes de la nueva estructura societaria propuesta (65-100 MM €) y de la equiparación de convenios laborales (30-60 MM €).

³¹⁷ GAS NATURAL señala en la Notificación (página 15) que “el sistema español está todavía en situación ajustada de capacidad de generación, necesitando de la incorporación de nuevas centrales en el medio plazo. Es por ello que el nuevo grupo se plantea un ambicioso plan de inversiones en

En conclusión, el Tribunal considera que las eficiencias generadas por la concentración no son suficientes para compensar los efectos restrictivos sobre la competencia de la operación presentada.

10. COMPROMISOS DE DESINVERSIÓN

Acompañando a la notificación, GAS NATURAL ha ofrecido un Plan de compromisos para la desinversión de determinados activos en España³¹⁸, fundamentalmente incluidos en el Acuerdo firmado con IBERDROLA el 5 de septiembre de 2005³¹⁹.

GAS NATURAL ofrece dos tipos de compromisos.

- Compromisos ligados al Acuerdo con IBERDROLA: Con fecha 5 de septiembre, GAS NATURAL suscribió un acuerdo con IBERDROLA, S.A. condicionado a la toma de control efectivo de ENDESA y a su compatibilidad con lo que dispongan las autoridades competentes, por el que IBERDROLA adquiere una serie de activos y participaciones en España³²⁰. En este acuerdo IBERDROLA se compromete a no transmitir dichos activos a terceros, en un plazo de [CONFIDENCIAL] desde la fecha de adquisición, y si lo hiciese, a [CONFIDENCIAL].
- Otros compromisos.

tecnología de ciclo combinado, si bien inferior a la suma de los planes de ambas empresas por separado”.

³¹⁸ GAS NATURAL indica que dichos compromisos van dirigidos a:

- Solventar los problemas de adición de cuotas en los mercados de generación eléctrica (venta de centrales actuales y en proyecto) y en los de suministro de gas y electricidad.
- Eliminar los vínculos con [CONFIDENCIAL].
- Reducir los vínculos accionariales con ENAGAS.
- Promover la competencia referencial en los sistemas eléctricos insulares y en las redes de distribución (venta de puntos de suministro de gas).
- Eliminar los vínculos con los competidores (venta de participaciones en [CONFIDENCIAL] y [CONFIDENCIAL]).
- Limitar las consecuencias negativas de los efectos verticales de la operación (garantías de separación jurídica, acceso a la información y transparencia, objetividad y no discriminación).
- Traspasar a los consumidores eficiencias de la operación (inversión en redes).

³¹⁹ Más del 90% de la desinversión planteada por GAS NATURAL está incluida en el acuerdo con IBERDROLA.

³²⁰ IBERDROLA también acuerda adquirir, fuera de España, [CONFIDENCIAL]. Estos elementos del acuerdo con IBERDROLA no se vinculan a las decisiones de las autoridades de competencia españolas.

- La venta del proyecto de planta de ciclo combinado de 400 MW en Estremera (Madrid) que, según la notificante, se pondrá en marcha en diciembre de 2008.
- La liberación de un volumen de ventas de electricidad equivalente a la cartera de GAS NATURAL en el mercado liberalizado de electricidad, es decir, 4.457 GWh.
- la liberación de un volumen de ventas de gas equivalente a la cartera de ENDESA en el mercado liberalizado de gas, es decir, 11.800 GWh.
- La anticipación de la reducción de la participación de GAS NATURAL en ENAGAS al 5%³²¹.
- La venta de las participaciones de ENDESA en [CONFIDENCIAL].
- La venta de las participaciones de GAS NATURAL en [CONFIDENCIAL]
- [CONFIDENCIAL].
- Garantías de la separación de la red de distribución de la actividad de suministro conforme a los principios de las directivas comunitarias 54 y 55/2003.
- Garantías del cumplimiento efectivo de las medidas regulatorias dirigidas a garantizar el acceso a la información de los consumidores que sea legalmente disponible.
- Garantías de transparencia, objetividad y no discriminación de los precios y condiciones de servicios no regulados a los comercializadores.
- El incremento en 75 millones de euros de la inversión en las redes de distribución con el fin de mejorar la calidad del servicio y trasladar a los consumidores las eficiencias generadas por la gestión conjunta de las redes de gas y electricidad.

En el siguiente cuadro se recogen los diversos compromisos ofrecidos por GAS NATURAL.

³²¹ La Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, en su artículo 92, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos indicando que ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de ENAGAS en una proporción superior al 5% del capital social o de los derechos de voto en la entidad. En cumplimiento de lo anterior, los accionistas deben proceder a la venta del capital que corresponda antes del 30 de diciembre de 2006, con el fin de reducir su participación al máximo del 5% que establece dicha Ley.

Cuadro nº 33			
COMPROMISOS DE DESINVERSIÓN PRESENTADOS POR GAS NATURAL C94/05 GAS NATURAL / ENDESA			
ACTIVO	TIPO	TAMAÑO	IBERDROLA COMPRADOR
Mercados territorio español peninsular			
Mercado de generación de electricidad			
As Pontes	Planta de carbón	1,5 GW	Sí
Teruel	Planta de carbón	1,1 GW	Sí
Foix	Planta de Fuel/gas	0,5 GW	Sí
Foix	Proyecto de ciclo combinado	0,8 GW	Sí
Estremera	Proyecto de ciclo combinado	0,4 GW	
Limitación en el accionariado de OMEL y REE			
Mercado de infraestructura de importación de gas			
Venta [CONFIDENCIAL]			[CONFIDENCIAL]
Reducción de la participación en Enagas (12%)			
Mercado de distribución de gas			
Las redes de distribución de gas en Valencia, Murcia y Madrid (sólo en las áreas de electricidad de Iberdrola)		1.167.000 puntos suministro	Sí
Ventas de participación en [CONFIDENCIAL]			
Mercados de suministro de electricidad			
Clientes liberalizados de electricidad de Gas Natural		4,5 TWh	
Mercados de suministro de gas			
Gas asociado al consumo de las redes de distribución de gas en Valencia, Murcia y Madrid enajenadas		≈16,8 TWh	Sí
Energía equivalente a la cartera de gas liberalizado de Endesa		11,8 TWh	
Mercados insulares			
Mercados de electricidad			
Enajenación de todos los activos de generación en Baleares en régimen ordinario.			
— 2 CGCC (450 MW);		1,8 GW	Sí
— 1 carbón importado (510 MW);			
— 6 Fuel gas (829 MW).			
Cas Tresorer	Proyecto de ciclo combinado	0,2 GW	Sí
Enajenación de todos los activos de generación en Baleares en régimen especial			
— Eólicas (3 MW);		45 MW	
— Resto (42 MW);			
Enajenación del sistema de distribución eléctrico balear		611.000 puntos suministro	Sí
Enajenación activos de transporte en baleares			Sí
Mercados de gas			
Enajenación del sistema de distribución de gas balear		83.000 puntos suministro	Sí

Fuente: Notificación y elaboración propia.

El Tribunal considera que las ventas de activos propuestas no restablecen la competencia, ya que son insuficientes, tanto por su naturaleza como extensión, no resolviendo los problemas de competencia horizontales (ni en los mercados mayoristas de electricidad ni de suministro minorista de gas y electricidad), ni verticales (especialmente en la cadena de valor del gas) ni conglomerales (fundamentalmente los diversos problemas de exclusión).

11. VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN

Como resultado de la presente operación de concentración, GAS NATURAL, empresa controlada conjuntamente por REPSOL y LA CAIXA, líder indiscutible en el sector del gas en España y quinto operador en el sector eléctrico, adquiere el control de ENDESA, la primera empresa española en el sector de la electricidad y nuevo entrante en el sector del gas.

Las estructuras del sector eléctrico y del sector del gas natural han experimentado notables cambios en los últimos veinte años, unos como respuesta empresarial a la evolución de los mercados y otros como consecuencia de los nuevos modelos de ordenación sectorial. Diversos factores tecnológicos, económicos y regulatorios han coincidido para hacer posible la separación de las actividades con características de monopolio natural del resto de las actividades de la industria y la introducción de competencia, primero en la generación de electricidad y, posteriormente, en otros subsectores energéticos. España y la Unión Europea no han sido ajenas a la corriente de liberalización e introducción de competencia en estos sectores, tradicionalmente operados en régimen de monopolio u oligopolio.

En España, tanto la legislación posterior a 1997 referida a ambos sectores, como la normativa precedente, que puede simbolizarse por el denominado Marco Legal y Estable del sector eléctrico, tenían como objetivos fundamentales garantizar el suministro, su calidad y su coste. Sin embargo, las normas jurídicas posteriores a 1997 cuentan como elemento diferenciador de la máxima importancia el reconocimiento del funcionamiento del libre mercado y, específicamente, de las fuerzas de la competencia, como mecanismo imprescindible para la obtención eficiente de dichos objetivos, aunque todavía subsistan importantes barreras a la entrada que impiden a los consumidores disfrutar plenamente de los efectos beneficiosos de la competencia.

Existe una tendencia de estos sectores empresariales, no sólo a nivel nacional sino internacionalmente, orientada a aumentar su actividad mediante la participación de empresas del sector eléctrico en el sector del gas y viceversa. Como elementos incentivadores de la convergencia entre los sectores del gas y la electricidad destacan el empleo del gas natural como combustible para las centrales térmicas de última generación, las Centrales de Gas de Ciclo Combinado, con importantes ventajas en costes y medioambientales que explican, en parte, sus rápidas tasas de crecimiento y, en segundo lugar, debido a la tendencia creciente de las empresas a ofrecer gas y electricidad conjuntamente (las denominadas ofertas duales), especialmente en el mercado doméstico.

Entre los precedentes de interés, hay que mencionar la operación E.On-RUHRGAS, en la cual el Bundeskartellamt rechazó la operación de concentración entre una de las principales empresas eléctricas alemanas y la principal empresa gasista.

Entre los casos comunitarios, en la concentración ENI-EDP-GDP, la Comisión Europea rechazó la concentración después de sucesivas propuestas de desinversión por parte del notificante.

En el estudio de los diferentes mercados de producto afectados, el Tribunal ha comprobado los elevados niveles de concentración y el importante grado de integración vertical de los operadores existentes derivados de estructuras de mercado con posiciones de dominio muy marcadas, pocos operadores capaces de competir eficientemente y un marco desregulador muy reciente que, pese a todo, va dejando vislumbrar nuevas posibilidades competitivas y nuevas estrategias de negocio.

Inicialmente, para este Tribunal, el reforzamiento de los niveles de concentración, junto con la desaparición de sendos entrantes creíbles y con incentivos de permanencia en los mercados respectivos (GAS NATURAL en electricidad y ENDESA en gas) agravan los efectos horizontales, verticales y conglomerales de la operación analizada, originando que los perjuicios sobre la competencia sean superiores a los que se desprenderían de un análisis simple basado en la adición de cuotas.

A partir de un conjunto complejo de características estructurales analizado en páginas anteriores de este Dictamen, el Tribunal valora los efectos de la operación en sentido siguiente:

A. Reforzamiento del poder de mercado del proveedor dominante de gas natural.

GAS NATURAL es el principal proveedor de gas natural del mercado español con cuotas próximas al 70% del gas destinado a España. Según los datos que obran en el expediente, es previsible que esta posición se mantenga en un futuro, a pesar de los elevados incrementos de demanda estimados. Además, tiene acceso prácticamente en exclusiva al aprovisionamiento de gas por gasoducto. El gas que se importa mediante gasoducto presenta notables ventajas como, por ejemplo, el acceso prácticamente en exclusiva a los gasoductos internacionales, un precio inferior al precio de GNL en promedio, una garantía de suministro continuado, sin interrupciones o demoras debidas a los riesgos inherentes al transporte marítimo, y no tiene los riesgos de falta de acceso a las plantas de regasificación; también goza de mayor estabilidad en precio y suministro, dado que se trata de contratos de larga duración.

A juicio de este Tribunal es subrayable que el alto volumen de compra de gas que realiza en el mercado internacional, heredado de la antigua posición de

suministrador único, le confiere una innegable ventaja tanto en diversificación de aprovisionamientos como en la obtención de mejores condiciones de compra en el mercado internacional. Precisamente, la cartera de contratos con fuentes diversificadas y plazos largos, le protege de los fuertes incrementos de precios a los que se están enfrentando los nuevos entrantes en estos momentos.

El Tribunal considera que las ventajas de adquisición de gas barato deberían trasladarse a los consumidores finales si se contase con una estructura de mercado que generase los incentivos adecuados. Pero este alto nivel de aprovisionamiento, con precios muy competitivos, tiene el mismo efecto que el de tener capacidades ociosas en los mercados. Esta posición quedaría reforzada después de la operación y agudizaría el hecho de que los consumidores de pequeño tamaño, sin volumen suficiente para negociar en los mercados internacionales, como el caso de generadores eléctricos que quieran entrar en el mercado de generación eléctrica con una central de ciclo combinado, podrían depender excesivamente de GAS NATURAL para su abastecimiento. No cabe duda de que esta dependencia supondría un freno para la entrada de nuevos competidores, tanto en el mercado de generación eléctrica, como en el mercado de suministro de gas a clientes finales, ya que su proveedor, GAS NATURAL, sería a la vez su competidor y, por lo tanto, tendría mayores incentivos a incrementarles el precio de su materia prima, con el fin de que su precio final a consumidores fuera menos competitivo que el de GAS NATURAL en los mercados de suministro final o en generación eléctrica.

Por otra parte, ENDESA, que inicialmente optó por aprovisionarse de gas natural a través del operador principal, GAS NATURAL, ha decidido acudir a los mercados internacionales y hacerse un hueco en el mercado de aprovisionamiento. Actualmente cuenta con una cuota del 3% a través de CARBOEX, aunque los datos de capacidad reservada en el sistema sitúan a Endesa en tercer lugar del mercado. El Tribunal considera de interés subrayar que, desde una perspectiva de más plazo, Endesa puede dar continuidad o no a los contratos que tiene actualmente con GAS NATURAL, una vez finalicen y en la medida en que se mantenga como operador independiente. Por lo tanto, podría incrementarse su rivalidad con GAS NATURAL en el futuro. Como no puede ser de otra manera, su credibilidad como competidor va en aumento observando su interés por tener acceso a las fuentes de aprovisionamiento, lo que le ha llevado a tener una participación del 12% en el proyecto de gasoducto de Medgaz. Además, su propio plan de inversiones en ciclos combinados y su actividad creciente como comercializador apuntan a que su actividad de aprovisionamiento se incrementará de forma significativa en los próximos años. Junto con ello hay que destacar la aportación de *trading* de CARBOEX, incorporando gas al mercado para aquellos consumidores o comercializadores que por razón del volumen no pueden acceder directamente a los mercados internacionales. A juicio del Tribunal, este elemento cobra mayor fuerza si se pone en la perspectiva de una liquidez muy limitada del

sistema de gas, con oscilaciones importantes en la demanda de cada año, cuyas puntas se vienen resolviendo mediante el recurso a los mercados *spot*. Con estos elementos de análisis, parece razonable suponer que CARBOEX puede ir creciendo en importancia en la medida en que tiene el respaldo de un demandante de gas en expansión como ENDESA. En definitiva, la más que probable pérdida de CARBOEX como consecuencia de la operación, obstaculizaría el mantenimiento de la competencia efectiva, al tratarse de un competidor en aprovisionamiento que incrementa la liquidez del sistema y que puede considerarse competidor potencial en los negocios de *midstream*.

Adicionalmente, los posibles efectos limitadores de la competencia que podrían darse en este sector quedan enfatizados por la presencia de GAS NATURAL en exploración, producción y licuefacción de gas, mediante los acuerdos alcanzados con Repsol-YPF; el reforzamiento de su presencia en el consejo de ENAGAS; la adición de las capacidades contratadas y de las participaciones en las infraestructuras de importación, tanto en funcionamiento (gasoductos de Lacq-Calahorra y El Magreb y plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena y Bilbao) como previstas en el corto y medio plazo (gasoducto de Medgaz y plantas de Mugaridos y Sagunto). A todo ello hay que unirle los precedentes recientes de GAS NATURAL en este mercado, incurriendo en prácticas prohibidas por el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia y por el artículo 82 del Tratado de la Unión Europea.

El Tribunal considera que la operación refuerza la posición dominante que ostenta GAS NATURAL en estos mercados, desincentiva el traslado de todas esas inmejorables condiciones a la demanda final de gas natural, elimina competidores, reduce la liquidez del sistema y que, a la vez, puede suponer un freno a la entrada de competidores en el suministro a clientes del mercado liberalizado y en el mercado de generación.

B. Reforzamiento del poder de mercado y desincentivos del grupo resultante en los mercados de generación.

El mercado mayorista de generación eléctrica está muy concentrado. A lo que se añade el hecho de que sean mercados verticalmente integrados, desde la generación hasta el suministro, pasando por la distribución. Dos empresas (ENDESA e IBERDROLA) dominan el mercado de generación con *mix* de producciones relativamente complementarias e indispensables para atender la demanda en numerosos períodos y para resolver las restricciones técnicas del sistema. Ambas empresas tienen capacidad de fijar precios por sí solas o a través de concertaciones tácitas, tanto en períodos de demanda alta como baja, siendo el resto de los operadores precio-aceptantes.

En los mercados de generación eléctrica, tras la operación, el grupo resultante tendría una capacidad de generación en cantidad y en composición tecnológica que reduciría significativamente sus incentivos a seguir adelante con sus proyectos de ciclo combinado, ya que contaría con más del 25% de la capacidad de ciclo combinado en España. Esto frenaría los incrementos en nueva capacidad de generación por parte de las empresas fusionadas. La reacción de las demás empresas del sector habría que ponerla en clave de la posible venta de activos de generación de ciclos combinados de la empresa resultante. En todo caso, las empresas operativas en generación o los potenciales entrantes podrían optar por adquirir estas unidades de generación en lugar de construir las inicialmente proyectadas, de modo que, por esta vía, también se verían frenadas las nuevas inversiones en centrales de ciclo combinado de nueva construcción. Por otra parte, aumenta su riesgo de aprovisionamiento de gas. Al hilo de todo ello, el Tribunal no puede dejar de valorar el crecimiento de la capacidad de potencia instalada actual y prevista hasta el año 2006. Pero de igual modo, tiene en cuenta las razones de dicho aumento, no solamente la evolución de la demanda, sino también la necesidad de capturar el mayor número posible de derechos de emisión de CO₂ y los incentivos a cerrar el mercado a nuevos entrantes por esta vía. Es decir, caben dudas razonables sobre la sostenibilidad de esos incrementos de capacidad. Por lo tanto, la operación modificaría los incentivos para el crecimiento de capacidad en ciclos combinados, de tal modo que el sistema en su conjunto podría encontrarse de nuevo con poca capacidad excedentaria y con el correspondiente riesgo de aumento de la pivotalidad, lo que permitiría un aumento de los precios de difícil respuesta en el medio plazo.

Por otra parte, la operación elimina, en buena medida, la asimetría en la estructura productiva de GAS NATURAL, muy dependiente de la tecnología de ciclo combinado. Este Tribunal entiende que, en esta hipotética nueva situación, en la que el suministrador de gas para producción de electricidad poseerá una importante cuota en generación, existen incentivos para que el suministrador incremente los precios del gas destinado a ciclo combinado. Con ello obtendría un doble beneficio: primero, un mayor margen por el gas suministrado y, segundo, un aumento en el precio final del *pool*, al marcar precio los ciclos combinados. En consecuencia, toda la energía generada sería remunerada a un precio superior sin incremento alguno en sus costes de generación. Este incentivo no es operativo con las actuales cuotas de GAS NATURAL en generación (3,5%) y su estructura de generación, puesto que una acción como la señalada aumentaría más los ingresos de los competidores que los propios.

Por último en cuanto a mercados de generación, la operación agrava los problemas de competencia detectados en el mercado de restricciones técnicas, ya que tras la concentración se reduce el número de empresas con posibilidades de resolver dichas restricciones, especialmente en las Comunidades Autónomas de Andalucía y Cataluña.

C. Intensificación de la integración vertical de distribución y comercialización

La actividad de distribución en sí misma, y dado que es una actividad regulada, no debería plantear problema alguno. Pero, como ya ha manifestado el Tribunal en anteriores ocasiones, el hecho de que esta actividad no esté totalmente separada de la actividad de comercialización, hace de la distribución la mejor puerta de entrada para captar a los potenciales clientes del mercado libre, en muchos casos la única puerta de entrada. Los datos del regulador sectorial son que hay una elevada cuota de fidelización de clientes. Obviamente, para los consumidores domésticos, el pequeño comercio y la pequeña industria no intensiva en energía, los costes de transacción son importantes. En este sentido, no están dispuestos a incurrir en costes de búsqueda de información, en costes para entrar en contacto con el suministrador para ajustar las condiciones del contrato (con poca capacidad de negociación, por otra parte), tampoco plantean cuestiones relativas a los diferentes precios horarios. En definitiva, es una demanda poco sensible al precio, fácilmente capturable por el distribuidor. No ocurre así con los grandes consumidores industriales. Estas empresas tienen cierta capacidad de negociar, y no solamente son muy sensibles al precio de la electricidad, sino que prefieren contratos bilaterales con cláusulas adaptadas a sus negocios, reduciendo los márgenes a la comercialización. Lo que significa que los comercializadores independientes muchas veces no encuentran margen, donde si lo encuentran los distribuidores integrados en grupos empresariales que con generación y aprovisionamiento y con comercialización, aunque sea a través de transferencias de rentas entre actividades. En cualquiera de los casos, sí parece que tienen en común que las posibilidades de los comercializadores independientes son escasas.

Esta reflexión sintoniza con la evolución de la comercialización eléctrica en España desde el inicio de la liberalización con la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Así, de acuerdo con la información de que dispone la CNE, aunque en la actualidad existan casi setenta empresas comercializadoras de electricidad, solamente 6 de ellas tienen más del 1% de cuota de mercado y de éstas, cinco son de los grupos empresariales de los generadores eléctricos. Lo más interesante es que, en el mercado libre, la fuerte penetración de GAS NATURAL –la sexta comercializadora- en los últimos años le ha permitido conseguir una cuota del 19% en total de clientes y de casi el 8% en energía vendida. La CNE también ha señalado que Gas Natural ha conseguido el puesto de segundo comercializador con mayor número de clientes en las redes de IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA.

Las razones de implantación no pueden encontrarse en la integración vertical, puesto que GAS NATURAL no es distribuidor eléctrico. Por el contrario, hay que

buscarlas en una estrategia de conglomerado a partir de la posición inicial en gas. Desde luego, esa estrategia es posible en la medida en que lo son las estrategias de diferenciación de producto, como por ejemplo, la venta conjunta de gas y electricidad. También en el conocimiento que de los clientes tiene el distribuidor de gas. Y, sobre todo, una estrategia con riesgos más controlados, especialmente al alcance de aquellos que tienen una marca y una cartera de clientes en energía. Esto hace difícil la entrada de comercializadores independientes y explica el caso de GAS NATURAL. Por eso, desde la perspectiva de la operación, habría que subrayar su pérdida como irreversible y difícilmente replicable, más allá de las cuotas. No es extraño que la CNE considere que se trata del competidor más exitoso y con mayor potencialidad de crecimiento, a lo que añade que, “en cualquier caso, la implicación más importante de la operación es la pérdida de un competidor potencial importante”.

Por lo que respecta a los mercados de distribución de gas, fuertemente integrados antes de la operación con las actividades de aprovisionamiento, generación y comercialización, la valoración de los efectos que hace este Tribunal es que la concentración refuerza la implantación geográfica del nuevo grupo, pero sobre todo que se pierde de forma irreversible uno de los tres distribuidores de gas más importantes. GAS NATURAL está presente en gas o electricidad en todas las Comunidades Autónomas con un porcentaje superior al 80% en gas, tanto en redes de distribución como atendiendo al gas vehiculado. El Tribunal considera importante el papel de ENDESA como distribuidor independiente de gas antes de la operación. Tiene actividad en algunas Comunidades Autónomas, con un coste reconocido por la Administración de un 5% del total. Lógicamente, la situación desde el punto de vista geográfico se agravaría tras la OPA, puesto que en cinco CCAA, (Andalucía, Castilla y León, Aragón, Extremadura y Valencia) en tanto que desaparecería como competidor referencial. Igual que se señalaba más arriba para el caso de las relaciones distribución-comercialización en electricidad, teniendo en cuenta los incentivos existentes a dar acceso privilegiado a comercializadoras del propio grupo y el más que posible perjuicio de las asimetrías comentadas para los comercializadores independientes, se puede concluir que se acrecientan a causa del mayor tamaño y la presencia simultánea del nuevo grupo en electricidad y gas.

En todo caso, a juicio de este Tribunal, la integración vertical de los grupos energéticos en gas y electricidad, a la vista del comportamiento competitivo de GAS NATURAL como comercializador de electricidad y de ENDESA como distribuidor y comercializador de gas, es una restricción que queda suavizada por la estrategia de convergencia entre gas y electricidad, en la medida en que provoca la necesidad de competir en aquel producto en el que no se tiene integrado verticalmente el negocio con el apoyo del otro producto en el que si se tiene posición de dominio. Por el contrario, la operación, elimina buena parte de la

competencia referencial en distribución y refuerza la integración vertical al cercenar el desarrollo competitivo en marcha actualmente en estos mercados.

D. Solapamiento de redes de distribución de gas natural y energía eléctrica

A juicio de este Tribunal, de concretarse la operación de concentración, se produciría el solapamiento de redes de distribución eléctrica y de gas en zonas que abarcarían la totalidad del territorio de algunas Comunidades Autónomas, como sería el caso de Cataluña, Andalucía y Aragón. En consecuencia, se eliminaría el mecanismo de la competencia referencial en esas regiones, hecho de especial relevancia al considerar que dichas zonas geográficas representarán, previsiblemente, el 35% del consumo nacional de gas, el producto con mayores expectativas de crecimiento hasta el año 2011. El efecto peor sería el de un conglomerado con monopolio natural conjunto en las redes de gas y electricidad y, por lo tanto, con muy escasas posibilidades para la competencia efectiva en comercialización de gas, de electricidad y de ofertas duales.

E. Valor discutible de las eficiencias alegadas

El Tribunal, tras el análisis de las eficiencias alegadas, estima que éstas no se han demostrado sustanciales, no está previsto que se produzcan con prontitud y afectan, fundamentalmente, a los costes fijos de la nueva entidad, siendo, en consecuencia, menos pertinentes que aquellas sinergias que reducen los costes marginales. Esto es debido a que las empresas maximizadoras de beneficios establecen sus precios atendiendo a esos costes marginales. En definitiva, las eficiencias alegadas por el Notificante no aumentarán la capacidad ni los incentivos de la entidad fusionada para actuar de manera procompetitiva. No obstante, pueden existir eficiencias derivadas de la gestión conjunta de las redes y de la presentación de ofertas duales, que podrían estar respondiendo a una demanda de los consumidores.

F. Eliminación de competidores en sectores en proceso de liberalización y desarrollo de la estrategia de conglomerado en gas y electricidad

Es doctrina de este Tribunal que cuando en una notificación de concentración se encuentre que un accionista tenga una presencia significativa en la propiedad de varios competidores energéticos³²², si estos competidores operaran en mercados poco expugnables, con un número reducido de competidores relevantes, con barreras de entrada, o en sectores que estuvieran en proceso de liberalización, “la defensa del interés público económico exige que los diferentes agentes que

³²²C 39/99, Banco Santander Central Hispano

compiten en los mismos se mantengan independientes”. La razón esgrimida por el Tribunal es sencilla: “la falta de independencia entre los agentes competidores en un mercado con las características señaladas compromete la competencia efectiva”. Esta doctrina quedó reforzada cuando el legislador aprobó el Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, por el que se establecían algunas restricciones respecto a la presencia de accionistas comunes en diferentes empresas del sector energético. En concreto, en el artículo 34 se fijaba una limitación a la participación en más de un operador principal, considerando que un operador principal es aquel que ostenta una de las cinco mayores cuotas del sector en cuestión. La limitación se fija en el 3% del total del capital o de los derechos de voto. Sin querer ser exhaustivos, porque ya se ha dicho en otros puntos de este Informe, valga como ejemplo que en comercialización de electricidad, el quinto operador sería GAS NATURAL. Por capacidad reservada en el sistema de gas, ENDESA sería el tercer operador en mercado de gas, además de la tercera distribuidora de gas por número de clientes.

A juicio de este Tribunal, el valor de esta doctrina y de esta legislación reside fundamentalmente en querer preservar la potencialidad competitiva que tiene para los mercados el mantenimiento de un número crítico de operadores que puedan responder de forma independiente ante cualquier nuevo impulso competitivo, regulador o tecnológico, como pudo ser en los años noventa del siglo pasado la introducción de las tecnologías de generación eléctrica de ciclos combinados o toda la nueva legislación liberalizadora de mercados energéticos. En el caso que nos ocupa, uno de los efectos evidentes que se derivan de un posible conglomerado empresarial compuesto por REPSOL-YPF, GAS NATURAL Y ENDESA es la pérdida de independencia de cada uno de ellos. Por tanto, aunque es imposible evitar que desde esa atalaya empresarial se puedan tomar decisiones, acceder al control de la gestión o tener información estratégica fundamental de los mercados asociados a todos los sectores de actividad energética en España, la presencia del propietario en más de un competidor en cada sector de actividad definido por el Real Decreto citado queda limitada. Esto significa que la exigencia de independencia, conlleva en este caso la pérdida de uno de los dos operadores de los mercados de gas y de los mercados de la electricidad³²³, así como de la actividad conglomerada de los negocios de gas y electricidad. De hecho, GAS NATURAL en la página 12 de su escrito de notificación señala que el objetivo de la operación “es crear una nueva empresa...adecuadamente diversificada”, es decir, un único operador donde antes había dos.

Precisamente en este punto radica un aspecto fundamental de esta operación: la irremediable desaparición de uno de los dos operadores eléctricos que podrían

³²³ Podría desaparecer Gas Natural como operador activo en estos mercados

comprometer más una estrategia exitosa de convergencia de los negocios de gas y electricidad. Es decir, uno de los dos competidores con posición de dominio en los mercados en los que GAS NATURAL no tiene posición de dominio, pero donde quiere competir y crecer. El problema es que la desaparición de este competidor pudiera suponer un grave quebranto de la defensa del interés económico general, en tanto que quedara dañado el nivel actual y futuro de competencia efectiva. Es decir el derecho a la libertad de empresa con que la Constitución protege al Notificante encuentra su límite en ese fundamental efecto negativo sobre el interés económico general³²⁴. Precisamente en estos términos es como hay que entender el carácter preventivo de la actuación de las autoridades españolas en materia de operaciones de concentración empresarial. En el caso que nos ocupa, la Comisión Europea en su documento *Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas* señala que las fusiones pueden estar eliminando una fuerza competitiva importante:

“algunas empresas tienen una mayor influencia en el proceso competitivo de la que se desprende de sus cuotas de mercado o de otros indicadores similares. Una concentración en la que participe una empresa de este tipo puede cambiar la dinámica competitiva de una manera significativa y contraria a la competencia, en especial cuando el mercado ya está concentrado. Por ejemplo, una empresa puede ser un operador reciente del que se espere que ejerza en el futuro una presión competitiva significativa sobre las demás empresas del mercado”.

Entre las razones que destaca el expediente de concentración ENI-EDP-GDP para su rechazo por parte de la Comisión se destacan:

‘considerable doubts and uncertainties remain whether the combined effect of such measures will sufficiently compensate for the loss of EDP as a major potential competitor considerably strengthens GDP’s dominant position.’

Cuando el SDC realiza una valoración de la operación en el Informe que remite al Tribunal, observa que, por una parte, se crea un grupo empresarial muy integrado verticalmente con fuerte presencia “en todos los mercados energéticos”; pero a continuación añade que

“desaparece un competidor presente en los respectivos mercados de gas y electricidad, con perspectivas de crecimiento en el futuro inmediato”.

Es decir, el SDC señala certeramente uno de los problemas sustantivos que plantea la operación.

³²⁴ STC, 88/1986 de 1 de julio, Fundamento Jurídico 4

Se trata, por tanto, de proteger los efectos dinamizadores de la competencia que está produciendo con relativa espontaneidad el mercado a partir de las acciones de ciertos agentes capacitados para ello. Previamente, una legislación liberalizadora reciente de los sectores energéticos, con resultados muy provisionales, tanto en España como en la UE, y la aparición de la tecnología de ciclos combinados, han creado el marco adecuado para ello. No se trata en absoluto de proteger operadores, ni siquiera un número de operadores, aunque los datos pongan de manifiesto una y otra vez alguna relación entre número de competidores y poder de mercado. Tampoco considera el Tribunal que la cuestión deba reducirse a una cuestión de cuotas de mercado. Para el Tribunal, quien quiere comprar ENDESA es un competidor directo en la mayoría de los mercados de gas y electricidad. En este sentido, GAS NATURAL es una empresa con características de conglomerado asimétrico. Es decir, una empresa con posición de dominio en los mercados de gas y precio aceptante en los mercados de electricidad. ENDESA también es un conglomerado asimétrico, pero al revés que GAS NATURAL, es decir, es una empresa con posición de dominio en los mercados de la electricidad y precio aceptante en los mercados de gas. El Tribunal quiere recordar también la Recomendación 14.3 del Informe de la CNE sobre la operación Endesa/Iberdrola en la que se decía:

“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”.

Pues bien, eso es lo que observamos hoy en esos mercados: la independencia del operador dominante de gas que compite en electricidad, junto con la independencia de los operadores dominantes de electricidad que compiten en gas, están generando una dinámica procompetitiva con efectos importantes conglomerales. De aquí el alcance del asunto que nos ocupa, porque se trata de mercados que, desde esa perspectiva compleja del conglomerado asimétrico, los operadores capaces de competir son muy escasos. Por lo tanto, y esta es una razón sustantiva para la valoración que hace el Tribunal de esta operación, el efecto de la operación en relación con los competidores puede tener un carácter irreversible, no solamente por la eliminación de uno de los conglomerados asimétricos sino por la mayor simetría del resto sea cual sea el resultado de la operación.

En el mismo sentido, el Tribunal discrepa radicalmente del Notificante cuando éste señala que “los activos que forman parte de este Plan, al ser traspasados, permitirán reforzar de manera significativa la competencia en el sector y la posición real de otros competidores”. Muy al contrario, la desaparición de

organizaciones económicas independientes de las características de las protagonistas de la operación, supone que en mercados difícilmente expugnables como los energéticos, son ellos los que están teniendo un alto crecimiento y una estrategia exitosa de posicionamiento en el momento de producirse la operación. Pero, además, su desaparición implica que las posibilidades de comportamiento coordinado entre competidores es mucho mayor al reducirse el número de los competidores más agresivos y con mayores garantías de éxito. El antes y el después de la operación supone un salto cualitativo en la dinámica competitiva de estos mercados. Por todo ello, es muy complicado intentar paliar el daño realizado desde la perspectiva de la competencia con un movimiento de enajenación de activos más o menos intenso. No sería sino un intento erróneo de recomposición de cuotas de mercado anteriores a la operación. Es decir, en este caso, las posibilidades de la ingeniería económica son claramente insuficientes para compensar la ruptura de la dinámica económica generada por los propios mercados reales a partir de un nuevo marco regulador y de las nuevas tecnologías de producción. En el contexto concreto de los mercados españoles actuales de gas y electricidad, hay una asimetría entre enajenación de activos y desaparición de competidores creíbles y exitosos que hace imposible un *trade off* razonable y reparador de las consecuencias de la operación sobre la competencia.

¿Por qué es tan importante la cuestión señalada en los párrafos anteriores? Precisamente porque en mercados que tradicionalmente han estado sometidos al monopolio público o privado o han tenido una estructura oligopolística sin la entrada de nuevos operadores durante mucho tiempo, cuando está en marcha un proceso de liberalización económica de esos mercados y aparecen nuevos competidores, especialmente aquellos más creíbles, los mercados van haciendo sitio a una nueva tensión competitiva y la dinámica competitiva que se genera descansa en gran medida sobre los propios agentes, en tanto que son los que han evidenciado cierta capacidad para generar resultados más acordes con los objetivos propios de toda liberalización económica sectorial.

Descendiendo a los mercados concretos, entre los nuevos entrantes de electricidad, GAS NATURAL ha comenzado a destacar como el único que hoy puede ser considerado bajo la condición operador principal. Ha lanzado un ambicioso programa de inversiones en ciclo combinado (según la CNE, con una tasa de crecimiento de la inversión en curso superior al crecimiento medio del sector), a partir de su posición inicial en el aprovisionamiento de gas. Esto ha permitido, al menos en parte, que en estos últimos años se haya reducido de forma continua los índices de concentración como el IHH. También y quizás más importante, ha contribuido a que se reduzcan las posiciones de demanda marginal positiva de los operadores dominantes en el mercado de generación y, consecuentemente, el indicador de pivotalidad, incrementando además los grados de libertad para solucionar los problemas de restricciones técnicas en ciertos mercados geográficos.

Pero a ello ha unido una intensa actividad comercializadora en electricidad, aprovechando toda la información relativa a clientes derivada de su actividad como distribuidor y comercializador de gas. Esta actividad incipiente y basada en la estrategia de convergencia de los negocios de comercialización conjunta de gas y de electricidad (es decir, la estrategia de conglomerado), ha sido posible por su posición inicial en el mercado del gas, rompiendo la inexpugnable barrera inicial que ha supuesto para la inmensa mayoría de nuevos comercializadores de electricidad, que por las características ya comentadas de negocio integrado de generación-distribución-comercialización, produce unos problemas de información asimétrica insalvables, excepto para aquellos que dispongan de redes de características parecidas y de una cartera de clientes relevante para acometer la entrada en esos mercados.

Recalando en los mercados del gas, desde la regulación liberalizadora de finales de los años noventa y las sucesivas modificaciones regulatorias, los mercados han ido evolucionando hacia un mayor grado de competencia efectiva, apoyados en la decisiva estrategia de entrada de los tres más grandes grupos empresariales eléctricos. Por ello, el Tribunal no está en absoluto de acuerdo con lo mantenido por el Notificante al señalar que como consecuencia de la operación “no desaparece ningún competidor relevante”. El Tribunal considera que esta actividad en los mercados de gas, a tenor de la evolución de los últimos años, está al alcance de muy pocos operadores. Es decir, la expugnabilidad de muchos de los mercados relevantes definidos para el gas natural está limitada a los operadores eléctricos que encontramos en los mercados nacionales y, aunque mucho más parcialmente, algunos operadores internacionales de los mercados del petróleo y derivados. Las razones hay que encontrarlas en la búsqueda de su posición en el mercado de aprovisionamiento de gas como demandantes para sus centrales de generación de ciclo combinado. Eso les permite acudir directamente a los mercados internacionales de aprovisionamiento, a partir de una compra mínima de 1 bcm. En estos mercados son especialmente valorados estos compradores, en la medida en que están comprometiendo inversiones a largo plazo (las centrales de generación de ciclo combinado) que van a consumir de forma más o menos intensa pero continua gas natural. Es decir, consiguen ser compradores acreditados por volumen y plazo. También debe destacarse la entrada de estos grupos empresariales radicados en electricidad en los mercados de distribución y comercialización de gas, rompiendo con ello la rigidez impuesta por la integración vertical del grupo con posición dominante en el tramo de mercado liberalizado.

En definitiva, la pérdida de un competidor de gas como Endesa y la pérdida de un competidor de electricidad como Gas Natural son pérdidas muy sensibles desde la perspectiva de la dinámica competitiva. Como ya se ha señalado, estas pérdidas no deberían ser cuantificadas solamente en términos de cuotas de mercado, porque en estos casos concretos cualitativamente son mucho más que lo que

representan esas cuotas. El operador, su comportamiento, su know how su estrategia y la dinámica competitiva actual son difícilmente replicables. Y, sobre todo, las estrategias necesariamente procompetitivas de estos conglomerados asimétricos quedarían muy afectadas con una operación que reduciría el número de conglomerados asimétricos gas-electricidad, a la vez que produciría un conglomerado simétrico con poder de mercado en los mercados de gas y en los mercados de electricidad.

G. Los efectos de la operación y las condiciones para el restablecimiento de la competencia efectiva

El Tribunal considera que la venta de activos propuestas por GAS NATURAL no puede en ningún caso restablecer el nivel de competencia efectiva que se perdería con la operación.

No obstante, con ocasión de expedientes de control de concentraciones económicas examinados por este Tribunal se han llegado a modificar las condiciones del notificante o se han incorporado condiciones donde no las había y, por lo tanto, aconsejando al Gobierno una autorización condicionada. En relación con ello, el punto de partida es que nada dice nuestra legislación sobre las características y alcance que deban tener las condiciones que el artículo 17 de la Ley de Defensa de la Competencia permite imponer al Gobierno. Por otro lado, si se descarta, como procede en este caso, que la operación pueda justificarse en la consideración de criterios de competitividad o beneficios sociales, a los que hace referencia el artículo 16 de la propia Ley, el Tribunal está obligado a señalar que, desde la perspectiva de la defensa de la libre competencia, dichas condiciones deben estar sometidas a una serie de requisitos que justifiquen su imposición y garanticen su efectividad.

Entre dichos requisitos destaca el de que las condiciones han de ser proporcionadas a la operación notificada, y accesorias a la misma, por lo que deben ser de tal naturaleza que su número y grado de intromisión en dicha operación no la desnaturalicen, convirtiéndola en otra diferente. En este sentido, es necesario dejar claro que los remedios no pueden ser para la Administración una forma de cooperar con los notificantes mediante la aportación de soluciones imaginativas muy diferentes de las pretensiones manifestadas por éstos, con el objeto de llevar adelante proyectos inviables desde el punto de vista de la defensa de la competencia, sino que se trata exclusivamente de medidas encaminadas a limitar su actividad comercial o mercantil cuando la misma pone en riesgo la libre competencia. Por eso, no son proporcionados a una operación de concentración económica los remedios que implican importantes y artificiosos cambios estructurales en las empresas de que se trate, los que desnaturalicen la operación notificada provocando alteraciones y cambios sustanciales en el escenario del

sector o mercados afectados, los que tienen como objeto apoyar las pretensiones de los notificantes y no sólo el interés de la libre competencia, ni los que producen el efecto de paralizar o entorpecer un largo y complejo proceso de liberalización sectorial.

Por otra parte, los remedios deben ser precisos y de seguro cumplimiento en la práctica, por lo que deben evitarse aquellos que por el transcurso del tiempo, por la dificultad de llevarlos a efecto o por la imposibilidad de garantizar su cumplimiento con los medios de que dispone la Administración, presenten riesgos de ser incumplidos. Lo que es especialmente relevante cuando se trata de operaciones que se llevan a cabo por procedimientos que, como las ofertas públicas de adquisición de valores cotizados, son de difícil o imposible anulación en caso de incumplimiento de las condiciones. Por ello, cuando se parte de la certeza de que una operación notificada es contraria o gravemente perniciosa para la libre competencia, la opción de someter su autorización a determinadas condiciones debe utilizarse únicamente cuando éstas garanticen la completa eliminación de esas consecuencias. Esto implica la certeza de su cumplimiento y la seguridad en su vigilancia y control.

Finalmente, las medidas o condiciones deben ser razonables y realistas, es decir, han de ser susceptibles de ser aceptadas por las partes interesadas con arreglo a criterios exclusivamente de mercado y deben ser susceptibles de seguro cumplimiento, por lo que deben evitarse aquellas cuyo efectivo cumplimiento depende exclusivamente de terceros no implicados en la operación (como sería la de venta de activos a eventuales compradores que reunieran una serie de requisitos o a alguna empresa de nueva creación). Por eso, la imposición de condiciones imposibles, inaceptables o desproporcionadas que equivalgan a una prohibición de la operación notificada, ya por impedir su viabilidad, ya por transformarla en otra operación diferente, o a su aceptación basada en motivos ajenos a la estricta actividad empresarial, son en todo caso rechazables, pues en estos casos debe prevalecer la solución de prohibir la operación.

Como consecuencia de todo lo anterior, este Tribunal considera que esta operación tiene profundos efectos sobre el nivel de competencia efectiva de los mercados relevantes definidos, pero, además, altera gravemente la dinámica competitiva de unos mercados en pleno proceso de liberalización sectorial que, además, ha ido acompañado de un cambio técnico importante en la generación de electricidad. Todo lo cual está haciendo creíble un tipo de empresa de conglomerado que explica por qué el interés competitivo de ENDESA en los mercados de gas y de GAS NATURAL en los mercados de electricidad. La virtud fundamental de este proceso de mercado es que se trata de operadores con posiciones muy asimétricas en cada uno de esos mercados, lo que les obliga a competir unos con otros en aquellos mercados en los que no tienen una posición de dominio. Esto estaría explicando buena parte de la evolución a la baja de los

indicadores de concentración y de la pérdida de capacidad pivotal en electricidad o de cuotas en aprovisionamiento de gas. Por el contrario, la operación produce una estructura de conglomerado con posición de dominio conjunta en gas y electricidad que modifica, de manera notable, los incentivos a la competencia en ambos mercados, y en un sentido muy negativo por la eliminación de competidores independientes que incorporan, con su realidad conglomeral tan asimétrica, lo mejor de la apertura de los mercados relevantes definidos en este Informe.

En definitiva, el Tribunal, tras analizar diversas opciones y alternativas, considera que no cabe la aprobación de la operación notificada supeditada al cumplimiento de condiciones que respeten las características necesarias señaladas en los párrafos anteriores.

12. CONCLUSIONES

- Primera.- La operación de concentración económica objeto del presente informe consiste en la adquisición por GAS NATURAL del control exclusivo sobre ENDESA por medio de una Oferta Pública de Adquisición. Dichas empresas están activas, fundamentalmente, en muchos de los mercados energéticos en los sectores del gas y de la electricidad en España.
- Segunda.- El Tribunal ha analizado la presencia de ambas empresas en esos mercados. Respecto del gas, los mercados afectados son el mercado de aprovisionamiento, de transporte, diferenciando las infraestructuras de importación; de distribución y de suministro a clientes finales (grandes consumidores, doméstico y pequeñas y medianas empresas y centrales de generación de ciclo combinado). En el sector eléctrico, los mercados de producto afectados son el mercado de generación, distinguiendo el mercado de solución de restricciones técnicas; de distribución y de suministro a grandes clientes (alta tensión) y a clientes domésticos y PYMES (baja tensión).
- Tercera: El mercado geográfico relevante en el aprovisionamiento de gas es de ámbito superior al nacional. Los mercados de transporte de gas, infraestructuras de importación de gas y generación eléctrica están restringidos al territorio peninsular español, mientras que los mercados de suministro de gas y de electricidad serían nacionales. En último lugar, la distribución de gas y electricidad y el mercado de solución de restricciones técnicas tendrían un ámbito regional o local. Al analizar la competencia en el mercado de aprovisionamiento y en los mercados de

distribución se ha valorado, en algunos aspectos, la totalidad del territorio nacional.

Cuarta.- El estudio de los mercados ha puesto de manifiesto que los sectores analizados presentan estructuras poco competitivas, persistiendo importantes barreras de entrada. Como resultado, la operación de concentración afecta a mercados que presentan las siguientes debilidades desde el punto de vista de la competencia:

- El mercado de aprovisionamiento de gas natural está configurado con un operador dominante, GAS NATURAL, con acceso casi exclusivo a gasoductos internacionales y participación en el consejo de administración de ENAGAS, lo que le permite participar en la toma de decisiones respecto a activos de transporte e importación, fundamentales para el acceso de sus competidores al mercado.
- El mercado de generación eléctrica está altamente concentrado. Las empresas dominantes poseen un *mix* tecnológico equilibrado entre centrales de generación de base y centrales económicamente retirables, lo que junto a la existencia de demanda residual positiva, les otorga poder de mercado para fijar precios.
- Ambos sectores están integrados verticalmente desde la generación o el aprovisionamiento, pasando por la distribución, hasta el suministro a clientes finales.
- Existen problemas de información asimétrica. En primer lugar, GAS NATURAL, como proveedor de ciclos combinados competidores, conoce las pautas de consumo de las centrales a las que suministra y el coste marginal de las mismas, estando incentivado a elevar precios. En segundo lugar, los distribuidores disponen de información detallada sobre el consumo de los clientes finales, existiendo incentivos a dar acceso privilegiado a comercializadoras del propio grupo. Estas asimetrías son tanto más perjudiciales para la competencia cuanto mayor es el tamaño del propietario de la información.

Quinta.- El Tribunal, partiendo del elevado nivel de concentración en los mercados afectados y de la debilidad de la competencia efectiva, prevé un reforzamiento de la posición de las partes debido, directamente, a la adición de cuotas en los mercados de aprovisionamiento, transporte e infraestructuras de importación de gas y generación de electricidad. Este reforzamiento sería especialmente significativo en los mercados de solución de restricciones técnicas y en distribución y suministro de ambos productos. Adicionalmente, los efectos horizontales se agravan por la desaparición de ENDESA y GAS NATURAL en aquellos mercados de gas y electricidad, respectivamente, en los que habían iniciado su entrada y expansión.

- Sexta.- En el mercado de aprovisionamiento se produciría un incremento en la cuota de GAS NATURAL en alrededor del 3%. Este efecto, que puede parecer poco significativo, es importante cualitativamente, al implicar la desaparición de un competidor recién entrado, CARBOEX, empresa del Grupo ENDESA, presente en el mercado de aprovisionamiento, con contratos de importación de gas con proveedores internacionales y con incentivos económicos a la expansión. Se incrementarían, por tanto, los riesgos de efectos restrictivos sobre la competencia efectiva en el aprovisionamiento, aún más probables al considerar la participación del 12% que actualmente tiene ENDESA en el proyecto MEDGAZ.
- Séptima.- La presencia en el consejo de administración de ENAGAS de empresas con actividades en el aprovisionamiento, importación y suministro de gas constituye una integración vertical de hecho que actúa como barrera a la entrada de nuevos agentes en el mercado. Tras la operación se reforzaría esta posición ya que las dos empresas están presentes en el consejo de administración de ENAGAS. Esta integración vertical se reforzará con las participaciones de ENDESA en los proyectos de plantas de regasificación de Sagunto y Mugaros. El Tribunal ha tenido además en consideración los precedentes recientes de GAS NATURAL en este mercado, incurriendo en prácticas prohibidas por el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia y por el artículo 82 del Tratado de la Unión Europea.
- Octava.- En el mercado de distribución de gas, la empresa resultante vería incrementado su ámbito de actuación, y aunque a nivel nacional este incremento es de escasa entidad no ocurre lo mismo en los mercados relevantes de las Comunidades de Valencia, Andalucía, Castilla y León, Extremadura y Aragón, donde el incremento es preocupante, especialmente en las dos últimas. Como consecuencia, se dificultaría la competencia referencial en estas zonas geográficas. En algunos de estos mercados geográficos, el tamaño y la densidad de la población son suficientes para que, evitando siempre la duplicidad de redes y una vez agotadas el resto de las economías de escala de la actividad de distribución, pueda ser de interés económico la presencia de dos o más oferentes en el servicio de distribución de gas.
- Novena.- Con respecto a la capacidad de generación eléctrica, el Tribunal considera que la operación de concentración reforzaría el poder de mercado de los ahora dominantes en el mercado de generación a través de un doble efecto. Por un lado, una desincentivación, cuando no un freno, a los proyectos de inversión en centrales de ciclo combinado, tanto por parte de la empresa resultante, que obtiene ya incrementos de

capacidad con la operación, como por parte de otros competidores, al tener estos últimos la posibilidad de incrementar su capacidad acudiendo a las desinversiones derivadas de la operación. Este hecho es de especial importancia al ser GAS NATURAL un nuevo entrante con numerosos planes de inversión en capacidad y dependiente de una sola tecnología, las centrales de generación de ciclo combinado, que es la de más rápido crecimiento entre todos los métodos de producción de electricidad.

Décima.- Por otro lado, en el mercado de generación eléctrica la empresa resultante vería reforzada su posición de dominio, como consecuencia de la nueva estructura de tecnologías de generación que le daría el hecho de incorporar las centrales de ciclo combinado. La demanda residual positiva, que actualmente es inferior a la de IBERDROLA, se vería incrementada considerablemente. Todo ello le otorga un mayor poder de mercado derivado de una mayor capacidad para afectar los precios del *pool*.

Undécima.- En lo que se refiere al mercado de solución de restricciones técnicas, el Tribunal estima que, con independencia de las mejoras regulatorias que hayan podido introducirse recientemente, la posición del grupo resultante se vería reforzada con la operación analizada debido al solapamiento en las Comunidades de Andalucía y Cataluña, y especialmente en las provincias de Cádiz y Barcelona, de diversas centrales de ENDESA y de GAS NATURAL que, constantemente, son requeridas para solucionar restricciones técnicas. El Tribunal ha tenido además en consideración los precedentes recientes de ENDESA en este mercado, incurriendo en prácticas prohibidas por la Ley de Defensa de la Competencia.

Duodécima. En el mercado de distribución de electricidad el incremento que se produce en las redes de distribución es de escasa entidad. Sin embargo, la operación dificulta la competencia referencial en diversas zonas geográficas. En algunos de estos mercados geográficos, el tamaño y la densidad de la población son suficientes para que, evitando siempre la duplicidad de redes y una vez agotadas el resto de las economías de escala de la actividad de distribución, pueda ser de interés económico la presencia de dos o más oferentes en el servicio de distribución de electricidad.

Decimotercera. El Tribunal subraya que la operación analizada supone un refuerzo de la integración vertical del grupo GAS NATURAL, fortaleciendo su poder de mercado en los sectores gasista y eléctrico, siendo de especial importancia su posición en el aprovisionamiento de gas natural,

combustible estratégico para la generación eléctrica. Este reforzamiento podría restringir la competencia en los mercados de suministro de gas natural, tanto el destinado a generación eléctrica (mayores incentivos a la exclusión de competidores) como a clientes industriales y residenciales (facilitado por un posible empleo estratégico del arbitraje entre gas y electricidad con finalidades anticompetitivas).

Decimocuarta. Adicionalmente, la operación incentivaría la explotación de la información asimétrica con la que cuentan los distribuidores de gas y electricidad del grupo frente a sus competidores externos en comercialización. Estos efectos son previsibles incluso tomando en consideración que la distribución es una actividad regulada debido a su carácter de monopolio natural.

Decimoquinta. El Tribunal reconoce otros efectos no horizontales derivados de la operación. En primer lugar, el riesgo de que la presencia dominante y simultánea en gas y electricidad abra una vía suplementaria para la transferencia de rentas entre estas actividades energéticas. Adicionalmente, el control de GAS NATURAL, especialmente por parte de REPSOL, implicaría que al arbitraje entre gas y electricidad en generación eléctrica, deba sumarse el posible arbitraje entre gas y productos petrolíferos comercializados por REPSOL, especialmente fuelóleos.

Decimosexta. En el sector eléctrico las principales barreras a la entrada, detectadas por el Tribunal en diversos precedentes, serían la integración vertical, la existencia de activos estratégicos difícilmente duplicables, las limitadas interconexiones internacionales, los costes de instalación y diversificación del parque de generación, el sistema de funcionamiento del mercado mayorista y los costes de transición a la competencia. En los mercados del gas, además de la integración vertical, destacan, entre otras, el acceso a fuentes de aprovisionamiento y a las infraestructuras de importación, las elevadas inversiones que implican las nuevas infraestructuras y la estructura actual de precios minoristas. El Tribunal estima que dichas barreras a la entrada revisten, en este caso, una importancia fundamental, reduciendo notablemente la presión competitiva que los operadores, presentes o potenciales, pueden ejercer sobre la empresa resultante de la operación, limitando gravemente la expugnabilidad de dichos mercados.

Decimoséptima. El Tribunal destaca la tendencia creciente a que las empresas que operan en alguno de estos sectores ofrezcan conjuntamente gas y electricidad, las denominadas ofertas duales, especialmente en el

segmento doméstico y reconoce que dichas ofertas pueden tener interés desde el punto de vista de la competencia. Ahora bien, para trasladar completamente a los consumidores este tipo de ofertas con todas sus bondades, el escenario competitivo no debería ser a través del fortalecimiento de la posición de dominio de uno de ellos y mucho menos a través de la reducción del número de los operadores que pueden hacerlo con éxito.

Decimoctava. En el caso analizado, las eficiencias alegadas no son sustanciales, no está previsto que se produzcan con prontitud, afectan, fundamentalmente a los costes fijos de la nueva entidad y no aumentan la capacidad ni los incentivos de la entidad fusionada para actuar de manera procompetitiva. En consecuencia, el Tribunal estima que las eficiencias generadas por la concentración no son suficientes para compensar los efectos restrictivos sobre la competencia de la operación presentada.

Decimonovena. Las ventas de activos propuestas por el Notificante no restablecen la competencia, tanto por su naturaleza como por su composición, no resolviendo ni los problemas de competencia horizontal, en los mercados mayoristas de electricidad y de suministro minorista de gas y electricidad; ni los verticales, especialmente en la cadena de valor del gas, ni conglomerales, fundamentalmente, los diversos problemas de exclusión. En todo caso, la designación de IBERDROLA como forzoso comprador de activos no sólo no resuelve sino que potencia los efectos restrictivos que la operación trae como consecuencia.

Vigésima. El Tribunal considera que los efectos de conglomerado de la operación alteran gravemente la dinámica competitiva existente actualmente en los mercados de gas y electricidad. Se modifican en un sentido negativo para la competencia los incentivos del proveedor principal de gas para actuar en el mercado de la electricidad, así como aquellos que hacen posible su crecimiento en comercialización. La operación elimina uno de los operadores creíbles en los mercados de gas, con capacidad de crecimiento, con capacidad de contratación internacional a corto y largo plazo y para competir en distribución y comercialización. Se eliminan, adicionalmente, las asimetrías entre ambos operadores. Actualmente, estas asimetrías les obligan a competir a cada uno en los mercados en los que el otro es dominante, generando una tensión y una dinámica competitiva que permite, simultáneamente, mostrar el camino más competitivo hacia la convergencia entre ambos sectores e ir trasladando en mayor medida el resultado a los precios y a la calidad de los servicios ofertados de todos estos mercados.

Vigésimo primera. El Tribunal considera que, ante un panorama de efectos anticompetitivos como el descrito, no resulta posible asegurar que un conjunto de condiciones razonables, realistas, proporcionales y eficaces, sean éstas estructurales, conductistas o reguladoras, o cualquier conjunto posible de ellas, pudieran compensar los daños de carácter irreversible que la operación conlleva.

Por cuanto antecede, el Tribunal de Defensa de la Competencia, dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 17 de la Ley de Defensa de la Competencia, ha acordado por mayoría remitir al Sr. Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía y Hacienda para su elevación al Gobierno el siguiente:

DICTAMEN

El Pleno de este Tribunal, teniendo en cuenta los efectos sobre la competencia que podría causar la operación objeto de este Informe y tras valorar los posibles elementos compensatorios de las restricciones que se aprecian, aconseja al Gobierno que declare improcedente la operación de concentración notificada y ordene que no se proceda a la misma.

Madrid, 5 de enero de 2006

VOTO PARTI

CULAR DISCREPANTE QUE FORMULAN LOS SRES. BERENGUER FUSTER, CASTAÑEDA BONICHE Y LA SRA. SÁNCHEZ NÚÑEZ AL INFORME DEL EXPEDIENTE DE CONCENTRACIÓN ECONÓMICA C 94/05, GAS NATURAL/ENDESA.

Lamentamos discrepar de la decisión de la mayoría porque mantenemos una concepción diferente del sentido de las normas reguladoras del control de concentraciones en los mercados energéticos, según tiene establecido la doctrina y la jurisprudencia tanto europea como española sobre la materia, que motivó nuestro voto contrario.

Hemos de comenzar señalando que el análisis de una operación de concentración económica desde el punto de vista de la competencia pone de manifiesto dos cuestiones. La primera de ellas es que el control de concentraciones y, en general, las normas de defensa de la competencia entroncan de una manera paradójica con el principio de libertad de empresa recogido por el artículo 38 de la Constitución Española. Tanto el control de concentraciones, con su carácter preventivo, como el control de comportamientos, de carácter sancionador, suponen una forma de intervención en los mercados que podría chocar con el principio de libertad de empresa. Sin embargo, la propia Exposición de Motivos de la Ley de Defensa de la Competencia se hace eco de esta especial vinculación al señalar que “la competencia, como principio rector de toda economía de mercado, representa un elemento consustancial al modelo de organización económica de nuestra sociedad y constituye, en el plano de las libertades individuales, la primera y más importante forma en que se manifiesta el ejercicio de la libertad de empresa”. De esta afirmación se deduce que la defensa de la competencia es un elemento determinante para garantizar el correcto ejercicio de la libertad de empresa.

Y es en este contexto donde este voto particular entiende que se desarrolla el artículo 17 LDC cuando regula los tres tipos de posibles decisiones que el Consejo de Ministros podrá dictar en el marco de una operación de concentración: autorizarla en los términos presentados, prohibirla o autorizarla sometida al cumplimiento de ciertas condiciones.

Es decir, la autorización con condiciones es el instrumento legal para, cuando ello sea posible buscar el equilibrio entre el principio de libre empresa y el de libre competencia, de manera que se opte por una solución que, respetando ambos principios, sea la menos dañina para la libertad de las empresas. Así lo ha declarado recientemente el Tribunal Supremo en cuatro sentencias de 7 de noviembre de 2005 en las que desestimaba sendos recursos contencioso-administrativos interpuestos contra los Acuerdos del Consejo de Ministros de 29 de noviembre de 2002, por los que se aprobaban, subordinada a la observancia de condiciones, la concentración

Sogecable/Vía Digital, al afirmar que “es menos restrictiva con la libertad de empresa la aprobación con condiciones que el rechazo frontal de la operación”, pues esta última solución “únicamente cabe acordarla cuando a través de las condiciones sea imposible compensar los efectos restrictivos de la competencia”. El Tribunal Supremo ha señalado igualmente (Sentencia de 2 de abril de 2002, Blindados del Norte) que en el supuesto de existir varias alternativas para corregir los efectos restrictivos de la competencia producidos por una concentración, debe elegirse el acto de intervención “menos restrictivo para la libertad individual”.

Esta doctrina implica que el Tribunal deba analizar las posibles condiciones a las que pueda subordinarse la aprobación de la operación, sean las propuestas por los notificantes, sean otras que puedan detectarse a lo largo de la tramitación del expediente ante el propio Tribunal. Este análisis no ha sido realizado con la suficiente profundidad, en opinión de los firmantes de este voto particular, cuando la ponencia encargada de la elaboración del informe presentó, por mayoría, un conjunto de condiciones al Pleno del Tribunal.

La propuesta que se presentó al Pleno fue la de autorizar la operación de concentración sujeta a todas y cada una de las condiciones que serán expuestas más adelante. En nuestra opinión la autorización de la operación de concentración analizada, sometida al cumplimiento de determinadas condiciones, no sólo respetaba los principios anteriormente señalados, sino que mantenía la coherencia con las decisiones que otras instituciones de competencia han tomado ante casos que, como el presente, responden a la dinámica de los mercados energéticos, y se podía compensar la pérdida de competencia que la operación generaba en el mercado.

Con respecto a la dinámica de los mercados energéticos, los antecedentes consultados por el Tribunal ponen de manifiesto la tendencia que, en los últimos años, las empresas energéticas están mostrando a la concentración, no sólo horizontal sino también vertical. Cabe señalar que sólo en el ámbito de la Unión Europea la Comisión ha analizado, o está en proceso de análisis, algo más de veinte proyectos de fusión. De ellos, al menos cuatro suponían la fusión de empresas que operan en el mercado de gas natural y en el mercado de la electricidad. En el ámbito español, el SDC ha analizado, centrándonos sólo en los últimos diez años, no menos de dieciséis operaciones de concentración en este sector, de las que al menos seis han pasado a la fase de análisis en el TDC. No se trata aquí de averiguar las razones de esta tendencia, pero la inmensa mayoría podrían buscarse en la Teoría Económica. Muchas de ellas responden a intereses legítimos de las empresas, como son la búsqueda de economías de escala, de economías de alcance, la obtención de sinergias derivadas de la gestión conjunta de ciertas actividades, la necesidad de obtener tamaños que permitan competir en los mercados internacionales, la diversificación de riesgos, la creación de empresas multiproducto que permitan competir con un nuevo producto a los consumidores, etc. Otras veces las razones pueden no ser tan legítimas, como es la búsqueda de cierre de mercados,

incrementos de precios, reducciones de cantidades, etc. En definitiva, búsqueda de posiciones de dominio en los mercados para situarse al abrigo de las fuerzas de la competencia en los mercados.

En cuanto a los antecedentes, nos hemos limitado a tener en cuenta sólo aquéllos que por su similitud con el presente podían contribuir al mejor análisis de la operación. Así, en el ámbito de las operaciones de concentración entre empresas que operan en el sector eléctrico y en el sector del gas, las hemos agrupado en operaciones de dimensión comunitaria y operaciones de dimensión nacional: Entre las primeras, tenemos DISSTRIGAZ/TRACTABEL II (1994), NESTE/IVO (1998), E.ON/MOL (2005) y EDP/ENI/GDP (2004), habiendo sido las tres primeras autorizadas previa asunción por las partes de los compromisos presentados, y la última prohibida, al considerar la Comisión que los compromisos presentados no eran suficientes para restablecer las condiciones de competencia. Entre las segundas, se encuentran E.ON/RURHGAS (2002) y GAS NATURAL/IBERDROLA (2003). La primera fue prohibida por la autoridad de competencia alemana, al considerar que deterioraba las condiciones de competencia y, posteriormente, el Gobierno alemán decidió autorizarla someténdola a ciertas condiciones. Con respecto a la proyectada fusión de Gas Natural e Iberdrola, las autoridades de competencia españolas no llegaron nunca a analizarla, ya que el órgano regulador, en este caso la Comisión Nacional de la Energía, haciendo uso de las facultades que le confiere la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, resolvió no autorizar la operación por razones de viabilidad financiera para el ejercicio de las actividades reguladas. Dos consejeros de dicha Comisión expresaron mediante voto particular su opinión favorable a la autorización de la operación sujeta a determinadas condiciones que, en su opinión, habrían evitado los riesgos financieros que el resto de los consejeros veían en la operación. En cualquier caso, esta resolución de la CNE puso fin al proyecto de fusión, dado que es una resolución en firme de este organismo y, por tanto, nunca el Tribunal de Defensa de la Competencia tuvo ocasión de analizar.

En el presente caso, el resultado de las anteriores actuaciones ha llevado a que la Comisión encargada de elaborar la ponencia presentase en el Pleno, por mayoría, un documento que fue después rechazado por la mayoría del mismo.

En consecuencia, los firmantes del presente voto particular hacen suya tal propuesta que debido a tal rechazo no se ha incorporado al texto del Informe, pero que consideramos de interés transcribirla en este voto particular, con el objeto de hacer pública la tesis que tres miembros de este Tribunal comparten y que consideran refleja un análisis más adecuado de las consecuencias de la operación.

No obstante, puesto que dicha propuesta de autorización con condiciones responde, en nuestra opinión, a la evaluación que los efectos de la operación tendría

en los mercados analizados, consideramos imprescindible reproducir aquí esa valoración, máxime porque el Informe aprobado por la mayoría describe algún efecto que nosotros no compartimos en los términos que se ha expresado. Quisiéramos también señalar nuestro total acuerdo con el contenido de los diez primeros apartados del Informe (que termina con los Compromisos de Desinversión), ya que reflejan fielmente la estructura y el funcionamiento de los mercados afectados que han sido fundamentales para la propuesta que la Comisión elevó al Pleno.

El resto del voto particular se articula en torno a cinco puntos. El primero contiene los efectos de esta operación en los mercados analizados. El segundo expone las discrepancias con otros efectos contenidos en el Informe. El tercero transcribe la propuesta razonada que se presentó al Pleno. El cuarto evalúa la adecuación de las soluciones propuestas a los principios generales que la Comisión Europea ha elaborado y publicado en su Comunicación de la Comisión sobre las soluciones aceptables en materia de operaciones de concentración. Y en el quinto se recogen otras cuestiones sobre las condiciones propuestas, tales como la necesidad de que fueran aceptadas como un todo, los argumentos que el Informe de la mayoría emplea para justificar la no discusión de las condiciones, que en nuestra opinión no son argumentos de competencia, y los antecedentes de operaciones condicionadas en el TDC y en la Comisión Europea.

I. EFECTOS QUE LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN PROPUESTA TENDRÍA SOBRE LOS MERCADOS ANALIZADOS.

11.1 Reforzamiento del poder de mercado del proveedor dominante de gas natural.

El aprovisionamiento de gas en España es una actividad liberalizada desde 1998. No obstante, como ya se ha manifestado anteriormente, esta actividad requiere el acceso a ciertas instalaciones esenciales, por lo que éstas se encuentran reguladas. En este mercado están presentes varios proveedores pero, su estructura, es muy asimétrica. La elevada concentración que presenta el mercado español en la actualidad es heredera del diseño inicial de único proveedor del mercado español y los sucesivos cambios que se han implementado en los años posteriores, fundamentalmente la apertura del mercado, que aunque permitió la entrada de nuevos operadores, no ha sido suficiente para que el incumbente pierda su posición de dominio. La situación de las empresas implicadas en la presente operación se describe a continuación.

GAS NATURAL es el principal proveedor de gas natural del mercado español con cuotas próximas al 70% del gas destinado a España. El siguiente competidor provee el 19%, y el tercero el 6%.

Según los datos que obran en el expediente, es previsible que ésta posición se mantenga en un futuro, a pesar de los elevados incrementos de demanda estimados. En efecto, el consumo actual de gas natural es de 27,2 bcm, mientras que los contratos de aprovisionamiento firmados actualmente por GAS NATURAL suponen la compra 23,3 bcm desde ahora hasta 2012, que vencen los de Qatar (el resto van hasta 2021 y 2025) y la demanda prevista para 2011, según RETEGAS, será de 44 bcm. Por lo tanto, aun suponiendo que GAS NATURAL no adquiera nuevos compromisos de abastecimiento, tendría capacidad para abastecer más del 50% del mercado español hasta por lo menos el año 2011.

Además tiene acceso prácticamente en exclusiva al aprovisionamiento de gas por gasoducto, tanto en el gasoducto del Magreb (100%) como en el de Lacq-Calahorra (97.7%) que importa gas procedente de un mix de gases, mayoritariamente de Noruega. El gas que se importa mediante gasoducto presenta notables ventajas como son, por ejemplo, un precio inferior al de GNL, tener una garantía de suministro continuado, sin interrupciones o demoras debidas los riesgos inherentes al transporte marítimo, y sin riesgos de falta de acceso a las plantas de regasificación, o la estabilidad en precio y suministro, dado que se trata de contratos de larga duración

Es también importante destacar que el alto volumen de compra de gas que realiza para el mercado internacional, heredado de la antigua posición de suministrador único, le confiere una innegable ventaja tanto en diversificación de aprovisionamientos como en la obtención de mejores condiciones de compra en el mercado internacional. Estas ventajas de adquisición de gas barato deberían trasladarse a los consumidores finales si se contase con una estructura de mercado que generase los incentivos adecuados. No obstante, la posición dominante que ostenta GAS NATURAL, lejos de incentivar el traslado de esas mejores condiciones a la demanda final de gas natural, puede suponer un freno a la entrada de competidores de GAS NATURAL en el mercado de suministro a clientes del mercado liberalizado y en el mercado de la generación. Este alto nivel de aprovisionamiento con precios muy competitivos tiene el mismo efecto que el de tener capacidades ociosas en los mercados. En efecto, esta posición supone que los consumidores de pequeño tamaño, que no tienen volumen suficiente para negociar en los mercados internacionales, como el caso de generadores eléctricos que quieran entrar en el mercado de generación eléctrica con una central de ciclo combinado, dependerán de GAS NATURAL para su abastecimiento. Esta dependencia supone un freno para la entrada de nuevos competidores tanto en el mercado de generación eléctrica, como en el mercado de suministro de gas a clientes finales, ya que su proveedor, GAS NATURAL, sería a la vez su competidor, y por lo tanto tiene incentivos a incrementarles el precio de su materia prima para que su precio final a consumidores sea menos competitivo que el de GAS NATURAL en los mercados de suministro final, o en generación eléctrica. Esta cartera de contratos con fuentes diversificadas y plazos largos le protege de

los incrementos de precios a los que se están enfrentando los nuevos entrantes en estos momentos.

Por último, hay que tener presente la participación de GAS NATURAL en la actividad de exploración, producción y licuefacción de gas, mediante los acuerdos alcanzados con REPSOL-YPF, operativos en los proyectos de GASSI TOUIL y GASSI CHERGI en Argelia. De nuevo, potenciales entrantes en los mercados de generación eléctrica y/o suministro a clientes finales en el mercado libre pueden verse intimidados ante la presencia de un competidor que pertenece a un grupo empresarial con acceso a gas natural en mejores condiciones.

ENDESA, que inicialmente optó por aprovisionarse de gas natural a través del operador principal, GAS NATURAL, finalmente decidió acudir a los mercados internacionales y hacerse un hueco en el mercado de aprovisionamiento. Actualmente cuenta con una cuota del 3% a través de CARBOEX. Su interés por tener acceso a las fuentes de aprovisionamiento le han llevado a tener una participación del 12% en el proyecto de gasoducto de Medgaz, que está previsto que incorpore al sistema 8 bcm en el año 2009.

El efecto de la operación en aprovisionamiento, representa un IHH final de 4.626 puntos, con un incremento de 372, lo que supone un mayor cierre del mercado, y un reforzamiento de la posición de GAS NATURAL puesto que desaparece un nuevo operador, que aunque de pequeño tamaño, dispone ya de contratos de aprovisionamiento en firme. En resumen, la empresa resultante (1) incrementa su capacidad de compra actual al sumar el consumo de los ciclos combinados de ENDESA que no son actualmente suministrados por GAS NATURAL, y el suministro a clientes finales que actualmente realiza ENDESA. Como mínimo sería el 3% que actualmente importa CARBOEX., (2) se reduce el número de proveedores de gas natural, al desaparecer CARBOEX., y (3) accede a nuevas fuentes de aprovisionamiento en Argelia por gasoducto, al entrar en el capital de Medgaz.

11.2 Refuerzo de la presencia de GAS NATURAL en la actividad de transporte

La LSH denomina transportistas a aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento de gas natural. Estas actividades pueden ser realizadas libremente, previa autorización administrativa de las instalaciones, y tienen el carácter de reguladas. Esto implica que deben ser sociedades mercantiles distintas de las sociedades que realicen actividades de comercialización.

GAS NATURAL está presente en estas actividades con un 2.8% de los activos de transporte directamente y algo menos del 15% de participación en ENAGAS, que es

propietaria de 3 de las 4 plantas de regasificación actualmente en operación y de 1 de los 2 almacenamientos subterráneos. GAS NATURAL sólo ejerce derechos de voto en ENAGAS por el 5%, pero esto le otorga dos consejeros en el Consejo de Administración.

También participa en el 9,4% de GAS EUSKADI, a través de su participación en NATURCOP.

Actualmente ENDESA tiene un 0.2% en activos de transporte, un 20% de SAGGAS, promotora de la planta de regasificación de Sagunto y un 21% de REGANOSA, promotora de la planta de El Ferrol y de red de gasoductos de transporte de 103 km. de longitud.

También cabe señalar la participación del 25% de REPSOL en BBG, empresa que explota la cuarta planta de regasificación actualmente operativa en España

Hay que recordar aquí el espíritu de la LSH, que en su exposición de motivos expresa la falta de sentido económico que tendría la duplicidad de las conexiones físicas entre productores y consumidores, al igual que en el sector eléctrico, y por tanto “el propietario de la ley se configura como un monopolista de suministro”. A continuación plantea la exposición de motivos que la separación entre la propiedad de la infraestructura de transporte y el servicio que dicha infraestructura presta es una herramienta básica de la ley para transformar el panorama de la industria del gas natural, si bien plantea esta separación de forma progresiva.

También hay que recordar el comportamiento anticompetitivo en el que ha incurrido el GRUPO GAS NATURAL, a juicio de este Tribunal, tal y como fue establecido mediante resolución de 16 de junio de 2005. El Tribunal considero probado que el GRUPO GAS NATURAL había obstaculizado por vía contractual el acceso de terceros a la capacidad de regasificación, acceso esencial para el suministro de gas natural en el mercado español. El hecho se materializó mediante la firma de un contrato entre GAS NATURAL comercializadora y ENAGAS, integradas ambas en aquel momento en el GRUPO GAS NATURAL, pero afectada ENAGAS con la obligación de acceso de terceros a la red (ATR), por ser titular de activos de transporte.

Si bien es cierto que estas actividades están sometidas a la figura del ATR, el hecho de que GAS NATURAL tenga dos consejeros en el consejo de administración de ENAGAS, rompe el espíritu de separar la propiedad de las redes de la actividad que estas desempeñan. Como miembro del Consejo de Administración de ENAGAS, GAS NATURAL tiene acceso a información sobre las necesidades de regasificación, calendario de regasificación, cantidades regasificadas, destinos de dichas cantidades,

etc. de sus competidores, a la vez que puede participar en la toma de decisiones de ENAGAS, y por tanto puede influir en decisiones que favorezcan a sus intereses, por encima de los intereses de ENAGAS, o incluso dirigir actuaciones de esta empresa con el objeto de bloquear el acceso de sus competidores a instalaciones esenciales para el desarrollo de su actividad.

En este sentido, la empresa resultante vería reforzada su capacidad de bloquear el acceso de competidores a activos de regasificación, ya que a través de la operación tendría también acceso a los consejos de administración de las nuevas Plantas de Regasificación de Sagunto y El Ferrol. Es decir, estaría presente en la toma de decisiones de todas las instalaciones de regasificación del mercado español.

Aunque la operación no agrava el problema de la escasez de almacenamientos de gas natural, ésta realidad, junto a la todavía presencia de intereses del proveedor principal en las infraestructuras de regasificación, dificulta el acceso de los demás proveedores al sistema de transporte, ya que se reducen las posibilidades de almacenar gas en épocas de excedentes para poder distribuirlo en épocas de escasez, lo que reduce las posibilidades de actuación de todos los proveedores, especialmente los que importan GNL. El almacenamiento es escaso, razón de más para que el proveedor dominante no tenga posibilidad alguna de manipular las escasas capacidades.

El incremento en el IHH en esta actividad es inferior a 100 unidades, pero el nivel final es de 7.780 puntos, dada la posición de ENAGAS.

En resumen, la posición de control del grupo sobre este tipo de activos intensifica la dependencia de sus competidores frente al grupo. Aún en el caso de que encuentren proveedor, luego tienen que acceder a la infraestructura esencial, dominada en parte por el grupo resultante

La situación anteriormente descrita lleva a denunciar la integración vertical que se produce, de hecho, con la presencia en el consejo de administración de ENAGAS, de empresas gasistas con intereses en los mercados en los que ENAGAS presta sus servicios.

11.3 Desincentivo a la inversión en nueva capacidad de generación eléctrica

La instalación de nueva capacidad en generación eléctrica es una actividad que se realiza en régimen de libre competencia, sometida a la obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas. No hay pues barreras legales a la entrada, aunque las hay en el acceso a ciertas tecnologías como la hidráulica (porque

no hay emplazamientos) y nuclear (por decisión política). En el caso de carbón y ciclo combinado deben tener o adquirir los correspondientes derechos de emisión de CO2.

Antes de producirse la OPA de GAS NATURAL sobre ENDESA los planes de inversión en nueva capacidad de generación eléctrica mediante ciclo combinado eran de dos centrales de ENDESA, 379 MW en Teruel para comienzos del 2006 y 800 MW en La Coruña para el 2007, y tres centrales de GAS NATURAL, una de 400 MW en Málaga y otras dos de 800 MW cada una en Barcelona y Tarragona, para 2007. En total a comienzos de 2008 el sistema podría contar con algo más de 3 GW .

Tras la operación el grupo resultante tendría una capacidad de generación en cantidad y en composición tecnológica que reducirá significativamente sus incentivos a seguir adelante con sus proyectos de ciclo combinado ya que contarían con más del 25% de la capacidad de ciclo combinado en España.

Con respecto a la reacción de las demás empresas del sector hay que tener en cuenta que la operación planteada, de llevarse a cabo, provocaría de inmediato la venta de activos de generación de la empresa resultante. Las empresas incumbentes, o los potenciales entrantes podrían optar por adquirir estas unidades de generación en lugar de construir las inicialmente proyectadas, de modo que por esta vía también se verían frenadas las nuevas inversiones en centrales de ciclo combinado de nueva construcción.

Por lo tanto, un efecto previsible, y no deseable, de la operación de concentración sería una menor inversión en nueva capacidad de generación por parte tanto de las empresas fusionadas, como de sus competidores. El sistema en su conjunto se encontraría de nuevo con poca capacidad excedentaria, con los reforzamientos de poder de mercado que la falta de capacidad de reserva conlleva.

11.4 Refuerzo del poder de mercado del grupo resultante en el mercado de generación eléctrica

11.4.1. Refuerza su posición pivotal en el mercado de generación

Se parte de un mercado altamente concentrado, con dos empresas que acaparan más del 80% de la energía generada, y que a pesar de la nueva capacidad instalada de ciclo combinado siguen produciéndose situaciones en las que estas dos empresas se enfrentan a demanda residual positiva. Merece mencionar que desde que el Tribunal pidiera a OMEL el cálculo de esta variable, por primera vez en el año 2000, el número de horas en las que se producía esta situación ha ido disminuyendo notablemente, consecuencia directa de los incrementos de capacidad. No obstante, del 2004 al 2005 se muestra de nuevo una tendencia al alza en el número de horas en el que el sistema requiere de todos los agentes en generación para cubrir la demanda. La operación podría incrementar la posición pivotal de la empresa resultante, puesto que la operación puede frenar, o al menos ralentizar las inversiones

en nueva capacidad. Evitar este poder de mercado puede conseguirse incrementando la capacidad total de generación, reduciendo la capacidad de cada agente sin reducir la capacidad total del sistema, esto es, entrando mas agentes a generar, o mediante el crecimiento de contratos bilaterales.

11.4.2. Adquiere ventaja competitiva con la mejora de su mix tecnológico

Consecuencia también de la operación, el grupo resultante de la operación contaría con un mix tecnológico de generación más equilibrado, con mayor capacidad de energía retirable del sistema y estaría integrado con el proveedor dominante de gas natural en el mercado. En esta nueva situación, en que el suministrador de gas para generación eléctrica posee una importante cuota de generación eléctrica, existen fuertes incentivos por parte del suministrador para incrementar los precios del gas para generación eléctrica, ya que obtendría con ello un doble beneficio. Primero por el mayor margen que cobra por el gas suministrado y segundo porque con ello incrementa el precio final del pool (el gas de ciclo combinado marca precio) y por tanto toda la energía que genera le es remunerada a un precio mayor sin que sus costes de generación hayan experimentado incremento alguno. Este incentivo aparece con la fusión, ya que de haber seguido esta estrategia cuando solo tenía un 3.5% de la generación habría conseguido aumentar los ingresos de sus competidores proporcionalmente más que los suyos propios.

11.4.3. Refuerza su poder de mercado en la resolución de restricciones técnicas

Adicionalmente, y puesto que ambas empresas poseen centrales llamadas a generar en los mercados de restricciones técnicas, este mercado se puede ver seriamente afectado, ya que tras la fusión una única empresa podrá resolver estas restricciones.

11.5 Intensificación de la Integración vertical de distribución y comercialización

La actividad de distribución en las industrias que requieren el uso de redes de conexión físicas, ha merecido, al igual que el transporte, la consideración de monopolios naturales. Sin embargo, ésta consideración no se ha traducido, ni en la legislación del sector eléctrico, ni en la de gas natural, en una separación total entre la propiedad de las redes de distribución y la actividad de distribución, entendiéndose por esta el suministro del producto al consumidor final. Lo único que se ha hecho en ambos sectores es regular el acceso de terceros a la red y crear la figura del comercializador. Este nuevo agente tiene derecho a usar las redes del distribuidor para hacerle entrega al consumidor conectado a las mismas del gas o la electricidad pactado entre ambos a un precio acordado entre los mismos. En este caso el distribuidor recibe la correspondiente remuneración por permitir el uso de su infraestructura. La otra partida de ingresos del distribuidor procede del suministro que realiza a los clientes que estando conectados a sus redes realizan consumo de gas o

electricidad a tarifa. La actividad de distribución en si misma, y dado que es una actividad regulada no debería plantear problema alguno. Sin embargo, como ya ha manifestado el Tribunal en anteriores ocasiones, el hecho de que esta actividad no este totalmente separada de la actividad de comercialización hace de la distribución la mejor puerta de entrada para captar a los potenciales clientes del mercado libre, en muchos casos la única puerta de entrada. No es casualidad que GAS NATURAL que posee el 84% de las redes de distribución tenga mas del 50% de la cuota de suministro en el mercado liberalizado al igual que sucede en el mercado de distribución eléctrica, donde cada grupo tiene cuotas de comercialización muy superiores a sus competidores en los mercados en los que es incumbente. (Incluir las cifras de distribución y comercialización eléctrica) La CNE en su informe de 2004 "Obstáculos existentes para el acceso de los consumidores cualificados a los mercados liberalizados de electricidad y gas natural", señala que los mayores obstáculos que dificultan el verdadero desarrollo del mercado liberalizado se deben a la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización de gas aunque tales actividades sean desarrolladas a través de personas jurídicas distintas en cumplimiento de los principios de separación jurídica. Esta misma preocupación es la que subyace en la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, al exigir que los gestores de la red de distribución sean independientes de las demás actividades no relacionadas con la distribución.

En cuanto a los efectos de la operación en estas actividades cabe destacar que ya existen esta integraciones antes de la operación, pero que se refuerzan con la operación, ya que accede a esa integración vertical en zonas donde antes no las tenía, y por tanto se beneficiara de acceso a una amplia base de clientes, con información sobre consumo, que le viene dada del hecho de que la distribución y comercialización estén integradas (Acceso privilegiado a información sobre clientes, o lo que es lo mismo: información asimétrica sobre clientes. La interacción entre distribución y comercialización comienza porque el comercializador necesita a su vez contratar al distribuidor el acceso a los puntos de suministro. Además el comercializador debe solicitar al distribuidor el cambio de suministrador que su cliente previamente ha decidido. Toda la información sobre clientes la mantienen las distribuidoras, éstas leen al consumidor, facturan el acceso y peaje al comercializador.

Otras dificultades añadidas vienen de hechos como el que aunque las inspecciones periódicas a las que debe someterse toda instalación de gas pueden ser realizadas por el distribuidor o por el comercializador, en la práctica el comercializador la subcontrata con el distribuidor, lo que aumenta los contactos entre distribuidor y cliente, favoreciendo la confianza del cliente en el distribuidor. En el caso eléctrico es obligatorio que la inspección la realice el distribuidor.

En el caso del gas natural el mercado a tarifa representó menos del 20% en 2004 y podría caer a menos del 17% en el 2005. Este retroceso viene provocado principalmente por el mayor peso relativo del consumo de gas para ciclo combinado,

pero también por un cierto descenso del consumo a tarifa a favor del consumo en el mercado libre. Se trata de una actividad con coste acreditado y reconocido por la administración, habiéndole sido reconocido a GAS NATURAL casi el 85% del coste acreditado de la distribución en 2005, frente al 5% de ENDESA.

Desde el punto de vista geográfico GAS NATURAL está presente en todas las CCAA, en las que posee el 84% de las redes de distribución (88% gas vehiculado). Además posee el 9.4% de NATURCOP, que posee el 10.2% de los puntos de suministro y el 9.1% del gas vehiculado. Aunque sólo posee el 3% de derechos de voto.

Por lo que respecta a ENDESA aunque está en muchas CC.AA., de forma muy significativa está en Extremadura y Aragón, y con ligera presencia en Castilla y León, Andalucía y Valencia.

Después de la operación, y sin desinversiones, el grupo resultante tendría el 90% de la actividad de retribución, el 89% de los puntos de suministros y el 90% del gas vehiculado.

La situación desde el punto de vista geográfico se agravaría notablemente tras la OPA, ya que en las cinco CCAA, Andalucía, Castilla y León, Aragón, Extremadura y Valencia desaparecería Endesa como competidor referencial.

11.6 Solapamiento de redes de distribución de gas natural y energía eléctrica

Dada la ausencia de una legislación en el sector eléctrico y en el sector del gas natural que impida que sociedades mercantiles jurídicamente independientes pero pertenecientes al mismo grupo empresarial desarrollen actividades de distribución y comercialización, la integración vertical de estas dos actividades es la configuración actual de estos sectores. Las dificultades que esta integración supone para el desarrollo de un verdadero mercado de suministro libre, esto es, fuera de tarifa, se ha puesto de manifiesto en el epígrafe anterior, y muy especialmente en ocasiones anteriores por parte de la CNE.

Ahora bien, aunque no cabe duda de que la operación viene a reforzar los efectos anticompetitivos de estas integraciones verticales en cada uno de los mercados, puesto que elimina competidores cualitativamente importantes, el efecto aún más pernicioso sería el derivado del solapamiento de redes de distribución de electricidad y de gas natural. El fenómeno de solapamiento de este tipo de redes no es un fenómeno nuevo de esta operación, y a su favor podrían encontrarse ciertos ahorros de costes en la actividad comercial, de operación y mantenimiento de las redes, de facturación, etc. Existe cierta controversia sobre la magnitud de este ahorro en costes, pero incluso aceptando su existencia, este efecto beneficioso hay que contrastarlo con el efecto negativo, en términos de competencia, que este solapamiento genera. Y a este respecto, la primera observación es la dimensión que alcanzan estos

solapamientos. En la actualidad existen zonas de suministro en el territorio español que cuentan con solapamiento de redes en estas dos actividades, pero ello se produce en zonas de extensión limitada, con la existencia de otros competidores en las zonas limítrofes que permite que la competencia referencial sea plausible, y sin integración vertical en el aprovisionamiento de gas natural.

De llevarse a cabo la operación de concentración nos encontraríamos con solapamiento de redes de distribución eléctrica y de gas en zonas que abarcarían la totalidad de comunidades autónomas, como sería el caso de Cataluña, Andalucía, y Aragón. En estos casos se pierde totalmente la competencia referencial. Además hay que señalar, que Cataluña con una previsión de consumo de 8,8 bcm para 2011, y Andalucía con 6,2 bcm, son las dos regiones con mayor nivel de consumo esperado. Le seguirían Comunidad Valenciana (6,0 bcm), País Vasco (3,7 bcm), Madrid (3,5 bcm) y Murcia (3,2 bcm). De permitirse el solapamiento de las redes de distribución de electricidad y gas en las amplias zonas geográficas proyectadas en la presente operación se produciría un cierre total del mercado. Las probabilidades de que comercializadoras competitivas, que no tienen redes de distribución, puedan entrar a competir en dichas zonas, se verían reducidas drásticamente.

II. DISCREPANCIAS SOBRE EL EFECTO EN LA COMPETENCIA EFECTIVA Y POTENCIAL.

El Informe de la mayoría describe un efecto de la operación que a nuestro juicio habría que matizar como es el hecho de que con esta operación se eliminan nuevos competidores en mercados en proceso de liberalización. Actualmente, Gas Natural, tradicionalmente activa sólo en el mercado de gas natural, está también presente en el mercado mayorista de electricidad y en el mercado de distribución minorista a clientes, tanto libres como a tarifa. También es verdad que en el sector de gas natural hay nuevos operadores en aprovisionamiento, y en distribución de gas a clientes finales. Aunque es cierto que se pierde un operador independiente en cada uno de los mercados analizados, ya que el resultado de la operación de concentración daría lugar a una única nueva empresa, sin embargo, analizando un poco más quiénes, y con qué intensidad han entrado en unos y otros mercados se pueden extraer algunas conclusiones, como las que se señalan a continuación. La primera de todas es el papel de Gas Natural como competidor en el mercado de generación de electricidad. En los últimos años, como se desprende de los datos calculados por OMEL, se ha ido reduciendo el poder de mercado de las empresas generadoras, medido como un menor número de horas en las que las principales empresas se enfrentan a una demanda residual positiva. Y ello tiene que ver no con la existencia de un nuevo competidor que esta compitiendo en el mercado, sino con el incremento de la capacidad de reserva del sistema. En otras palabras, ese menor poder de mercado se deriva de la nueva capacidad que se ha instalado en el sistema. Ello ha sido producto de varios factores, y muy directamente de (1) las ventajas que la innovación tecnológica ha producido en la generación de energía eléctrica mediante gas natural

usando turbinas de ciclo combinado, que incrementa notablemente el rendimiento de la turbina, y (2) de que la instalación de nuevas centrales sea una actividad libre, sometida tan sólo a las correspondientes licencias administrativas regladas. Lo que ha reducido la demanda residual positiva del mercado es, por lo tanto, el incremento de capacidad derivado de las nuevas inversiones realizadas, no sólo por Gas Natural, sino por Iberdrola, Endesa, Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión Fenosa. El efecto sería el mismo si toda la nueva generación de ciclo combinado la hubiese aportado una única empresa (siempre y cuando ello no le otorgase poder de mercado). En este sentido, la desaparición de Gas Natural en la generación de electricidad no reduce las posibilidades de competencia, lo que las reduciría realmente sería el que no se lleven a cabo las nuevas inversiones actualmente proyectadas. No puede derivarse de las ofertas que Gas Natural realiza al mercado mayorista que ésta sea un competidor efectivo, la propia notificante ha aceptado su papel de precio-aceptante en un mercado en el que otros con poder de mercado fijan precio.

En cuanto al campo de la distribución de electricidad el hecho de tener generación le proporciona a gas natural un seguro en la actividad de comercialización, como al resto de las empresas integradas verticalmente, Gas Natural ha visto facilitada su entrada en el mercado de la comercialización mas por estar integrado verticalmente con generación, que por lanzar estrategias competitivas frente a sus competidores. Los mayores ingresos que la actividad de generación provoca cuando los precios del *pool* se incrementan, suponen para el grupo un ingreso extra que le permitirá compensar las pérdidas de sus comercializadores al tener que vender la energía pactada a sus clientes a un precio inferior al que paga por esa energía en el *pool*. Es de notar la similitud en cuotas de generación y suministro a clientes finales que las empresas integradas verticalmente en este sector muestran.

Nótese la escasa cuota de los grupos que sólo comercializan, y ello a pesar de ser grupos con presencia internacional y que pueden aprovechar su acceso a fuentes de aprovisionamiento en los mercados mundiales.

Las cuotas de comercialización de Gas Natural demuestran que no podría sustraer clientes a sus competidores si no tuviese el respaldo de la generación. No es por casualidad que en comercialización de gas estén presentes empresas como BP, Cepsa o Shell que tienen gas en propiedad, es decir con capacidad de aprovisionamiento independiente y, sin embargo, no han entrado en comercialización de electricidad. Ello se explica por su ausencia en el mercado de generación mayorista que les cubriría del riesgo de la tarifa.

Esta integración vertical les protege frente a incrementos en el precio del *pool* que se sitúen por encima del precio de la energía a tarifa. De aquí que los comercializadores de energía eléctrica no integrados verticalmente tengan mayores problemas de pervivencia en el sector, especialmente en años como los recientes, en

los que la tarifa no esta reflejando los precios del *pool*. La tarifa se fija anualmente por el Ministerio de Industria. La estrategia comercial de las comercializadoras se basa en ofrecer un precio a sus potenciales clientes inferior a tarifa, de forma que muchos de los contratos de comercialización pactan un precio un X% inferior a la tarifa. Si después el precio del *pool*, debido a causas como el incremento de los precios en el mercado internacional, sube, aquéllos que no reciban los ingresos extra del mercado de generación no podrán aguantar, Por ello, el estar integrado verticalmente, actúa como un seguro contra el riesgo de incremento de precio en el *pool*.

De forma análoga, la presencia de Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, o Hidroeléctrica del Cantábrico en los mercados de suministro responde a diversos factores tales como, por ejemplo, el que el sector del gas está en pleno desarrollo y lejos de alcanzar la madurez les facilita las inversiones en redes de distribución, que todas ellas tengan conocimiento del consumo de energía a través de sus competidores les otorga mas información para desarrollar sus estrategias en otro mercado próximo, el hecho de que tengan que adquirir gas natural para sus centrales de generación les da volumen de compra suficiente, para algunos, para acudir a los mercados internacionales y adquirir gas natural directamente, el hecho de ser una marca conocida en sus mercados de suministro les facilita el acceso a clientes potenciales de gas natural, etc.

Precisamente, se constata, tras el análisis de estos sectores, la llamativa ausencia de empresas en las actividades de comercialización no integradas verticalmente. Sólo empresas que tienen acceso directo a fuentes de aprovisionamiento de gas natural como Shell, Cepsa o BP suministran gas a grandes consumidores en el mercado español, y aun así su presencia es muy pequeña.

Sin embargo, sí se encuentran empresas no integradas verticalmente en la actividad de generación eléctrica, ya que la instalación de centrales de generación - actividad liberalizada- no presenta barreras insalvables, como las que presentan para la comercialización la integración de las redes de distribución con la actividad de suministro, y con la de generación.

Por ello, aun admitiendo que con la operación desaparece un competidor independiente en cada mercado, consideramos que este hecho podría compensarse con la apertura de los mercados en los que desaparece un operador.

La desaparición de empresas competidoras no provoca un deterioro en las condiciones de competencia si el mercado afectado no presenta barreras de entrada. Por ello, la desintegración vertical en los mercados en los que se pierde un operador independiente restablecería las condiciones de competencia, ya que permitiría la entrada no de uno, sino de los que cupieran en un mercado expugnable.

La competencia efectiva y más aún la potencial, se ven seriamente condicionadas, en estos mercados, por la barrera de entrada que supone la integración vertical de las redes de distribución con las actividades a las que la red conecta, especialmente, las de aguas abajo, ya que con las actividades aguas arriba el sector presenta una casi total desintegración vertical. Es significativo el hecho de que sólo empresas de ámbito europeo están entrando en el mercado español de la electricidad y todas ellas mediante la adquisición de empresas española, que además están integradas verticalmente. Cabe citar los casos de RWE/Hidroeléctrica del Cantábrico (2001), ENEL/VIESGO (2001) y ENDESA/ENEL-ELETTROGEN en el mercado italiano.

III. PROPUESTA PRESENTADA AL PLENO POR LA PONENCIA EN MAYORÍA

La propuesta se presentó al Pleno estructurada según los siguientes conceptos: primero se exponía cuál era el funcionamiento de los mercados afectados en las circunstancias actuales, que serían las mismas que se darían de no llevarse a cabo la operación; a continuación se analizaban las consecuencias que tendría para el mercado la operación sin condiciones o con las propuestas por el notificante. En el punto siguiente se realizaron las propuestas concretas, o condiciones, que deberían exigirse al notificante, y que previa aceptación de las mismas, posibilitaría su aprobación por parte del Consejo de Ministros. Finalmente, se evalúan los efectos que esa medida tendría en aras al reestablecimiento de la competencia en los mercados en los que la operación provocaría una pérdida de la misma. Para facilitar la evaluación del conjunto de medidas con respecto a la pérdida de competencia que la operación provocaría, ambos capítulos, Efectos de la Operación, explicado en el punto anterior, y Posibles remedios, que se exponen a continuación, se han analizado siguiendo la misma estructura.

1.- Mercado de aprovisionamiento de gas natural para el mercado nacional.-

La situación actual, que equivale a declarar la operación no autorizable, consiste en el mantenimiento del control de Gas Natural de forma casi exclusiva sobre el gas que entra por los gasoductos. Este hecho, junto con que la misma empresa realiza importaciones de GNL da como resultado que Gas Natural acumula el aprovisionamiento de casi el 70% del gas que llega al mercado nacional.

Si la operación se llevase a cabo sin la imposición de una serie de condiciones se reforzaría la posición de dominio de la entidad resultante de la misma, como consecuencia del acceso al cuarto gasoducto (que estará operativo en 2008) a través de la participación del 12 % que Endesa tiene en Medgaz. Ese reforzamiento se produciría igualmente por la adquisición de Carboex, empresa de trading del Grupo Endesa que en la actualidad tiene una capacidad de aprovisionamiento del 3%.

El notificante no propone ninguna solución que compense los efectos restrictivos de la competencia que ocasionaría.

Por su parte, la Comisión encargada de la ponencia propuso las siguientes condiciones:

1.1.- La venta de Carboex a un tercero, mediante un procedimiento de libre concurrencia y en un plazo de seis meses desde la finalización de la operación, tercero que deberá reunir las condiciones de capacidad técnica y financiera y merecer la aprobación de la CNE y el SDC.

Como consecuencia de esta condición no se produce el incremento de la cuota de aprovisionamiento en el porcentaje correspondiente a Carboex.

1.2.-Si Gas Natural quiere conservar, a través de SAGANE, los derechos en exclusiva del paso por el gasoducto de El Magreb, deberá enajenar la participación del 12 % en el proyecto de MEDGAZ. Alternativamente podrá mantener en MEDGAZ una participación equivalente a la que ponga a disposición de terceros en el gasoducto de El Magreb.

Como consecuencia de esta condición una parte importante de los accesos a la península por gasoducto quedarían abiertos a terceros.

1.3.- Llevar a cabo un programa de liberación de gas por parte de Gas Natural. Durante los próximos 8 años Gas Natural deberá subastar un total de 6 bcm anuales. La subasta se deberá realizar por Internet, en lotes pequeños, y las empresas del Grupo GN no podrán participar en la subasta. Trascurrido el plazo de 8 años el Gobierno deberá analizar la necesidad de ampliarlo en el plazo de tres años adicionales, tras analizar las condiciones de competencia existentes en ese momento.

Este programa está inspirado en el compromiso aceptado por la Comisión Europea para aprobar la concentración E.ON/MOL, y supondría que la cuota de aprovisionamiento de la empresa resultante en el mercado de aprovisionamiento quedaría reducida a aproximadamente el 50%.

La condición libera una cantidad equivalente al consumo de 6 centrales de ciclo combinado de 1.200 MW o al 60% del consumo de los grandes clientes que suministra Gas Natural.

1.4.- Congelar los aprovisionamientos futuros hasta que la cuota de la empresa resultante en ese mercado no supere el 50%.

Los precedentes existentes en los supuestos en los que la Comisión Europea (además del citado E.ON/MOL, Neste/IVO, y Tractebel/Distrigaz) ha declarado determinadas concentraciones compatibles con el Mercado Común en este sector van en la línea de las condiciones propuestas.

2.- Mercado de transporte de gas natural y licuado (incluye el transporte, la regasificación y el almacenamiento, que son actividades reguladas, con retribución establecida por la Administración).

En la actualidad existe una integración vertical, ya que tanto Endesa como Gas Natural están presentes en el Consejo de Administración de ENAGAS, y pueden, por lo tanto, participar en la toma de decisiones y tener acceso a información relevante sobre las estrategias de aprovisionamiento de sus competidores. Además, Gas Natural mantiene un 2.8% de los activos de transporte y una participación del 15 % en ENAGAS, que es propietaria de 3 de las 4 plantas de regasificación y de uno de los almacenamientos subterráneos, aunque tenga limitados los derechos políticos. Igualmente posee el 9.4% de Gas Euskadi Transporte, a través de su participación en Naturcorp. Esta situación se mantendría inalterada en caso de declarar la operación no autorizable sujeta a condiciones.

Como resultado de la operación se reforzaría la integración vertical, con activos de transporte en un 0.2%, con la presencia en las plantas de regasificación de El Ferrol y Sagunto y con la presencia de un nuevo consejero en el Consejo de ENAGAS..

El notificante propone como compromiso la venta de las participaciones de Endesa en las plantas de regasificación de El Ferrol y Sagunto, medida que resulta aceptable aunque insuficiente. Por ello, la Ponencia propone, además de la venta de esas participaciones, las siguientes condiciones:

2.1.- La renuncia a la presencia de la empresa resultante y de todas las de su grupo (incluida Repsol) en el Consejo de Administración de Enagas.

2.2.- La desinversión en Naturgas, que a su vez es accionista de Gas Euskadi, lo cual proporciona a Gas Natural un derecho de voto equivalente al 3% en Naturcorp.

Como consecuencia de estas desinversiones y condiciones, el grupo resultante no tendrá presencia alguna en las instalaciones de regasificación, lo cual le impedirá influir en las decisiones de estas instalaciones tendentes a bloquear la actividad de importación de sus competidores y le impedirá el acceso a información relevante sobre las actividades de éstos relativas a las transacciones comerciales y las necesidades de las instalaciones.

3.- Mercado de generación de electricidad.-

La situación de partida para el análisis de esta operación de concentración resulta en una estructura de generación donde las dos primeras empresas, ENDESA e Iberdrola, poseen alrededor del 65 % de la capacidad de generación y aproximadamente el 80% de la energía realmente generada.

Como consecuencia de la operación de concentración, se producen efectos que no contribuyen a mejorar la competencia. En primer lugar se refuerza el poder de mercado en el mercado de generación

Tres son, en opinión de la ponencia, las variables a considerar para estudiar el poder de mercado en este ámbito: la capacidad de generación, la composición del mix tecnológico del grupo, y la existencia de demanda residual positiva para el grupo, que viene dada por las dos primeras.

Con esta operación el grupo resultante pasaría a incrementar su capacidad de generación en un 2,4%, toda ella con ciclo combinado. Incorporaría siete centrales de ciclo combinado, cuatro en pleno funcionamiento (en Cádiz, Barcelona y La Rioja), y tres en Murcia que comenzarán a funcionar a comienzos de 2006. Además hay que señalar los tres nuevos proyectos en Tarragona, Barcelona y Málaga para 2007. Endesa posee en funcionamiento 2.690 MW en tres centrales de Cádiz, Barcelona y Tarragona, y proyectos de dos centrales en Teruel y La Coruña para 2007. En total de centrales de ciclo combinado el grupo resultante tendría 3860 MW, y 2.800 MW en proyecto. Iberdrola tienen en funcionamiento 8 centrales en Castellón, Navarra, Tarragona, Vizcaya, Cádiz (3) y Toledo, con un total de 3.865 MW, y una en proyecto para 2007 en Castellón de 800 MW.

Tras haber realizado los correspondientes cálculos en materia de indicadores de concentración, y habiendo consultado también los realizados por la CNE, se constata que los IHH tras la operación, calculados bajo varias hipótesis, se situarían sistemáticamente por encima de 2.500, con incrementos superiores a los 300 puntos (incluso por encima de 3.000 si no incluye el Régimen Especial).

Sin embargo, en el campo de la generación eléctrica no solo la capacidad de generación es lo que cuenta a la hora de determinar el poder de mercado, sino también la tenencia de centrales que pueden retirarse del sistema, es decir, que pueden dejar de producir instantáneamente sin incurrir en un coste económico adicional. Las centrales que permiten ser retiradas del sistema sin coste adicional son, por orden de factibilidad, las de ciclo combinado, las hidráulicas modulables, las de fuel y las de carbón. Por lo que resulta especialmente importante la alta concentración que el grupo resultante tendría en estas tecnologías.

Dado que la reserva de capacidad del sistema no es muy alta, la conjunción de altos niveles de capacidad con alto peso de centrales retirables en su cartera, hace que ciertas empresas tengan muchas horas al año con una demanda residual positiva (saben que sus centrales tienen que producir de forma imprescindible para cubrir la demanda del sistema), es decir, tienen poder de mercado para seguir estrategias anticompetitivas, conjuntas o por separado, que determinen un precio de la energía casada en el pool muy por encima de los precios que resultarían de ofertas en competencia. Los cálculos solicitados por el Tribunal coinciden con los realizados por la CNE: hay un aumento del número de horas en el que las empresas tienen demanda residual positiva, y además el grupo resultante pasa a ser el grupo dominante en esta cuestión, por delante de Iberdrola, que era quien mayor posición pivotal tenía hasta ahora.

Una segunda consecuencia de la operación consiste en que se pueden perder incentivos a la realización de los proyectos de ciclo combinado.

En el momento actual existen proyectos de inversión en ciclo combinado de 2.800 MW para el grupo resultante y de 2.800 MW para el resto de operadores. Como ya se ha explicado en el informe, la operación puede provocar que varios de estos proyectos no se realicen, lo cual contribuiría a reducir los niveles de reserva del sistema y por tanto aumentaría la probabilidad de que las empresas se enfrenten a demandas residuales positivas.

Para resolver los problemas apuntados, los notificantes proponen realizar una desinversión de 3100 MW en centrales de carbón de As Pontes, (La Coruña), y Teruel y la de fuel de Foix (Barcelona), a la que añaden desinversiones en proyectos de ciclos combinados en Foix y Estremera (Madrid), y en todos los activos de generación de Baleares, tanto de régimen ordinario como especial, así como en el proyecto de ciclo combinado.

La propuesta del notificante no resuelve ninguno de los problemas planteados por las siguientes razones: aunque reduzca la potencia instalada en 3.100 MW, como se propone su venta a Iberdrola no se reducen los índices de concentración, ni el C2, ni

el IHH; por otra parte Foix es una central de fuel que se utiliza para rellenar puntas de demanda (puede marcar precio), pero es una central cercana a finalizar su periodo de vida útil, y por tanto obsoleta. En definitiva, esta propuesta no contrarresta, en absoluto, el reforzamiento del poder de mercado que provocaría la operación.

Para compensar los efectos restrictivos de la competencia que se producirían en este mercado, la ponencia propuso la siguiente condición:

3.1.- Enajenación de las siete centrales de ciclo combinado que en la actualidad tiene Gas Natural en funcionamiento. Esta enajenación, al igual que las anteriores, debería realizarse a un operador que no viera reforzada su posición dominante, y tuviera capacidad técnica para la explotación sin solución de continuidad.

Para formular esta condición se ha tenido en cuenta que es necesario encontrar fórmulas que contrarresten los efectos negativos sobre la competencia, y que, en cualquier caso, deberán cumplir las siguientes premisas:

1. Se debe reducir la capacidad de producción a niveles similares a los que se tenían antes de la operación (con respecto a la generación en el pool), para evitar aumentar su poder de mercado aumentando las horas con demanda residual positiva.
2. No se puede incrementar la capacidad de centrales retirables, mas allá que la que tenía inicialmente Endesa.
3. El grupo resultante no debe tener mayor presencia, es decir más capacidad de generación, en las zonas donde se producen las restricciones técnicas.
4. Las desinversiones deben ser tales que se mantengan los incentivos a seguir invirtiendo en los proyectos de nuevas centrales que tenían previamente (2800 MW).
5. La compra de las centrales objeto de la desinversión no podrá crear empresas con cuotas superiores al 25% ni ser adquirida por ninguna que ya tenga un 25 % o más.

La enajenación de las centrales de ciclo combinado debería ir acompañada de la garantía de suministro del gas asociado a las mismas durante dos años, a contar desde el día siguiente a la transferencia de la propiedad. Finalmente como consecuencia del cumplimiento de la condición, se congelarían algo más de 2 bcm de la capacidad de aprovisionamiento de Gas Natural durante los dos años siguientes a la venta de las centrales de ciclo combinado.

4.- Mercados de distribución y suministro de gas y electricidad.-

Actualmente tanto Endesa como Gas Natural están presentes en distribución y en suministro (a tarifa y en el mercado libre). Si no se lleva a efecto la operación, esta integración vertical se mantendría tal y como está en la actualidad, de forma que seguiría actuando de barrera de entrada a agentes comercializadores que no posean redes de distribución.

De producirse la concentración proyectada, se producirían los siguientes efectos:

- 1. En las Comunidades Autónomas de Andalucía, Aragón, Cataluña, Baleares y Canarias la presencia de ENDESA en el mercado eléctrico era ya dominante, con más del 96% de la distribución eléctrica. En Extremadura cuenta con algo más del 50 %, mientras que en otras CCAA su presencia es testimonial. Por su parte Gas Natural está presente en 15 CC.AA., aunque con pequeñas cuotas, nunca superiores al 3.5 %. Se reforzaría la integración vertical en las CCAA donde ambos están presentes, y se perderían las posibilidades de la competencia referencial.*
- 2. Lo mismo podría decirse en el caso de la distribución y suministro de gas. Gas Natural distribuye en exclusiva o cuasi exclusiva en Cantabria, Castilla La Mancha, Rioja, Murcia, Navarra, Andalucía, Castilla-León, Galicia, Madrid, Cataluña y Valencia. Comparte presencia en Aragón, Asturias, Extremadura y país Vasco y no está presente en Canarias y Baleares. En Aragón y Extremadura pasaría a tener presencia en exclusiva con la fusión.*
- 3. El efecto más restrictivo para la competencia sería el producido por el solapamiento de las redes de distribución de gas y electricidad. Este hecho se produciría en Cataluña, Andalucía y Aragón. El acceso al suministro a consumidores libres tanto de gas como de electricidad se dificultaría notablemente en estas CCAA.*

Los notificantes proponen:

- 1. Vender las redes de distribución de gas que estén localizadas en las zonas donde IBERDROLA tiene sus redes de distribución, en Valencia, Madrid y Murcia.*
- 2. Vender sus participaciones en Gasnalsa y Naturcorp*
- 3. Vender a terceros los contratos que Gas Natural tienen con los clientes liberalizados de electricidad.*
- 4. Vender la energía equivalente a la cartera de gas liberalizado de Endesa*
- 5. Vender el sistema de distribución eléctrico y los activos de transporte en Baleares a IBERDROLA, junto con el sistema de distribución de gas*

Esta propuesta no resuelve el problema de solapamiento de redes de distribución eléctrica y gas en las CCAA de Andalucía, Aragón y Cataluña, puesto que ninguna de

las ventas contenidas en la propuesta afecta a estas regiones. Además genera el mismo problema en todo Baleares y en las zonas donde IBERDROLA es ya distribuidor eléctrico, en Valencia, Madrid y Murcia.

Para solucionar estos problemas la ponencia propone la adopción de una serie de medidas .Como ya se ha señalado en el informe, tanto el transporte como la distribución merecen, por sus características, la consideración de monopolio natural. Por este motivo las legislaciones española y comunitaria han optado por realizar, o al menos iniciar, la denominada desintegración vertical, que no es otra cosa que la separación de las redes de transporte y distribución de las actividades necesarias para el suministro de los productos que dichas redes transportan. Esta separación ha sido, en algunos casos progresiva, comenzando por exigir a las empresas integradas verticalmente sólo una separación contable entre actividades, con el fin de evitar subsidios cruzados entre éstas. Esta medida se ha revelado como insuficiente, pasando posteriormente a la exigencia de la separación jurídica entre las empresas del mismo grupo. En el caso del transporte aun se ha ido mas lejos, y se ha llegado, o casi se esta llegando, a una separación total de propiedad, buscando que los incentivos del propietario de la red respondan solo a criterios de maximización del paso del producto por la red. Sin embargo, en el caso de las redes de distribución, se sigue permitiendo que empresas que se dedican a actividades distintas como la comercialización y la distribución pertenezcan al mismo grupo empresarial. Como se ha argumentado anteriormente, este hecho está dificultando notablemente la entrada de comercializadores independientes tanto en el suministro eléctrico como en el de gas, ya que la propiedad de la red se mantiene como una barrera de entrada, a pesar de que se regule con la figura del Acceso de Terceros a la Red.

Este hecho es especialmente grave si además el propietario de la red de distribución de gas también lo es de la red de distribución de electricidad. No solo se pueden ocasionar subsidios cruzados entre actividades, sino entre productos, tal y como algunos estudios empíricos, realizados en algún Estado americano, han puesto de manifiesto.

Alternativamente a la desintegración vertical, algunos modelos económicos sugieren que ante la existencia de estas integraciones verticales, si coinciden en el mismo ámbito geográfico más de un operador prestando sus servicios bajo la misma estructura, puede, a través del conocimiento de sus costes, establecerse cierta competencia referencial. El regulador tendría así la posibilidad de comparar y forzar a reducir los costes del más ineficiente, y regular de forma mas ajustada a la realidad de la estructura de costes de las empresas.

Atendiendo a estos dos modelos, se proponen las siguientes condiciones alternativas:

4.1.- Que las empresas fusionadas mantengan el suministro de gas y electricidad a los clientes que ambas han venido suministrando hasta la fusión, pero enajenado a un tercero ambas redes de distribución, la de gas y la de electricidad. Las redes de distribución de gas y electricidad se venderán preferentemente por separado, aunque un solo propietario podría tener la totalidad de una de ellas. Ninguna empresa que realice actividades de aprovisionamiento y/o suministro en estos sectores podrá adquirir estos activos.

4.2.- Se podría permitir la integración vertical en cada actividad pero en las zonas donde la empresa resultante tenga redes de distribución de gas y electricidad, deberá optar por una de ellas, enajenado la otra red previamente a un tercero no presente en la zona.

4.3.-Se puede permitir que la empresa resultante mantenga la integración de redes de distribución de gas y electricidad y suministro de estas actividades, conjuntamente en la misma zona, siempre y cuando la zona donde posea ambas redes no supere un número de clientes equivalente al 20% de la población de la zona de la que se trate.

5.- Sobre el necesario cumplimiento de la totalidad de las condiciones.-

A diferencia del sistema establecido en España en la LDC, el sistema comunitario de control de concentraciones prevé que la concentración pueda ser declarada compatible con el mercado común si a la misma se le acompañan determinados compromisos adquiridos por las partes. Pero el TDC no puede quedar constreñido por los compromisos presentados por el notificante ya que, como se ha indicado, el sistema español previsto únicamente prevé que el Gobierno al aprobar una operación puede hacerlo con determinadas condiciones que no requieren la aceptación del notificante, lo cual puede producir ciertas disfunciones. Para evitarlas, la ponencia propone que el Consejo de Ministros, antes de su Acuerdo, someta estas condiciones al notificante, que deberá comprometerse con carácter previo, a cumplirlas. En caso contrario, debería procederse a la prohibición de la operación. Igualmente debería preverse que las condiciones forman un todo indivisible, de manera que el incumplimiento de alguna de ellas podría dar lugar a una iniciativa de desconcentración. Finalmente se debe establecer que cualquier duda existente en el cumplimiento e interpretación de las condiciones, deberá resolverse de acuerdo con el principio “pro competencia”. Asimismo se considera que el comprador de cualquiera de los activos desinvertidos deberá contar con la aprobación de la CNE y el SDC.

IV. SOBRE EL CUMPLIMIENTO DE LOS PRINCIPIOS QUE DEBEN REGIR LAS SOLUCIONES PROPUESTAS.

Como puede desprenderse de su lectura, las condiciones que propuso la ponencia que hacen suyas los firmantes del presente Voto Particular y que también quiso incluir en el Informe otro de los Vocales, cumplen con los requisitos exigidos por el Tribunal Supremo y los Tribunales de la Unión Europea y son eficaces para resolver los problemas de competencia planteados por la operación. Se trata de condiciones que cumplen los siguientes principios:

- *Viabilidad de la actividad cedida o enajenada.* Todas las propuestas son de venta de activos en funcionamiento, existen y pueden ser explotados con independencia de las partes de la concentración.
- *Objeto de la cesión.* Cada una de las desinversiones propuestas responde al problema de competencia que la operación ocasiona.
- *Comprador adecuado.* Se garantiza este principio desde el momento que se somete la aprobación del comprador a la aprobación de la Comisión Nacional de Energía y el Servicio de Defensa de la Competencia. Ambos organismos son plenamente competentes para determinar si un comprador es o no adecuado para que se cumpla con la viabilidad de la cesión y con la competencia en el mercado afectado.
- *Principio de proporcionalidad.* Este principio debe estar referido a las restricciones de competencia que genera la concentración y no a la operación notificada, como erróneamente se afirma en el informe aprobado por la mayoría. En las soluciones propuestas, dado que cumplen el principio de proporcionalidad, no cabe el calificativo ni de condiciones “duras” ni “blandas”, simplemente son condiciones proporcionadas al daño que causan.

Finalmente, las soluciones propuestas son desinversiones de activos en su totalidad. Se trata, por tanto, de condiciones estructurales, que son preferibles, más eficaces y más comprobables que las meras condiciones de comportamiento, conforme establece la Comisión Europea en su Comunicación de 2 de marzo de 2001, sobre soluciones aceptables en materia de control de concentraciones.

V. COMENTARIOS ACERCA DE LAS CONDICIONES PROPUESTAS.-

V. I. Sobre el necesario cumplimiento, o aceptación, de la totalidad de las condiciones.

La aceptación necesaria de todas y cada una de las condiciones como un todo indivisible responde, a su vez, al cumplimiento del principio de viabilidad de todas y cada una de las actividades cedidas. Así, sin el programa de liberación de gas a través de subastas (condiciones del grupo 1), los compradores de las centrales de ciclo combinado (condiciones del grupo 3) podrían no tener gas natural disponible

para las centrales de ciclo combinado adquiridas en la enajenación. O sin la venta de las redes de distribución (condiciones del grupo 4) a un tercero independiente, el comprador de gas procedente de la liberación de gas (condiciones del grupo 1) podría no tener acceso a los consumidores del mercado libre. Sin el veto a la presencia de consejeros de Gas Natural en ENAGAS (condiciones del grupo 2), los ganadores de la subasta del programa de liberación de gas (condiciones del grupo 2) podrían encontrarse con negativas de capacidad de regasificación. En cualquiera de estos casos estaríamos incumpliendo el principio de viabilidad.

El incumplimiento de una sola de las condiciones pondría en serio riesgo que la pérdida de competencia se viera restablecida con las restantes condiciones. Por ello, era condición imprescindible la aceptación de todas y cada una de las condiciones por parte de los notificantes, antes de la autorización formal del Consejo de Ministros.

V.II. Sobre las consideraciones expresadas en el informe de la mayoría sobre la posibilidad de imponer condiciones.

No podemos mostrar nuestra conformidad con el análisis de las condiciones realizado en el Informe de la mayoría y que se contiene en el final del apartado 11 del informe. Si se observa el texto se llega a la conclusión de que no se analizan las posibles y concretas condiciones a imponer y, en su lugar, se realizan una serie de argumentos de carácter general y teórico sobre la inconveniencia de proponer condiciones en un expediente de concentración. De ser cierta esa tesis, debería desaparecer la alternativa contenida en el artículo 17.1.b) LDC, que permite aprobar una concentración con condiciones, ya que cualquier condición que se proponga diferente de las propuestas por el notificante supondrá “un ejercicio de ingeniería financiera” o “una forma de cooperar con los notificantes mediante la aportación de soluciones imaginativas”. Si algo diferencia a los sistemas español y comunitario de control de concentraciones es, precisamente, que en el sistema de la LDC se pueden imponer condiciones que no hayan sido propuestas por los notificantes, mientras que en el sistema del Reglamento 139/2004 la Comisión exclusivamente puede aprobar los compromisos presentados por los notificantes. Esta diferencia supone que el legislador español permite a las Autoridades de la competencia la búsqueda de soluciones “imaginativas” para solventar los problemas de competencia que plantee la concentración. Y únicamente, como ha declarado el Tribunal Supremo, si es imposible encontrar ninguna solución, será posible declarar la concentración improcedente.

Tampoco consideramos argumentos válidos para rechazar la propuesta afirmaciones como que el Consejo de Ministros no va a aceptar las condiciones propuestas por el Tribunal, ya que el Tribunal debe emitir un dictamen según su criterio mayoritario de los efectos que sobre la competencia tendría la operación, y si éste considera que existen ciertas soluciones para compensar los efectos de reducción de competencia. El criterio para la elaboración de un informe sobre los

efectos de una operación de concentración debería basarse única y exclusivamente en criterios de competencia, sin que actuaciones de otras instancias no de competencia deban ser tenidas en consideración.

V. III. Sobre los antecedentes del tribunal en materia de autorizaciones condicionadas.

Por otra parte, la mayoría del Tribunal no ha sido coherente con otros informes realizados en materias de concentraciones del sector energético que, siendo de carácter horizontal, planteaban serios problemas de competencia sin que se apreciase beneficio alguno derivado de la operación ni desde el punto de vista del consumidor ni desde el punto de vista de ganancia de eficiencias. Así, la posición favorable del Tribunal a analizar la viabilidad de imponer condiciones para la autorización de una operación, antes que su prohibición, se puso de manifiesto en el informe elaborado con motivo de la fusión entre Endesa e Iberdrola (C 60/99).

En la página 63 de dicho informe se señalaba que “la operación de concentración analizada conlleva un grave deterioro de la competencia”. El mencionado informe del Tribunal continuaba señalando que la operación notificada fortalecía la posición de dominio de la empresa resultante en todos los mercados afectados dadas las características estructurales de cada uno de ellos.

Sin embargo, el citado informe del Tribunal en su undécima conclusión reconocía que la operación representaba “una importante oportunidad para mejorar las condiciones del mercado” y, por ello, terminaba dictaminando que “la operación podría ser aprobada subordinándola” al cumplimiento de una serie de condiciones estructurales que mejorasen la realidad competitiva de los mercados afectados.

Estas condiciones iban encaminadas, como se señala en la conclusión duodécima de aquel informe, a “limitar el poder de mercado de la empresa resultante tanto desde el lado de la oferta (...) como por el lado de la demanda (...) y suprimiendo también su presencia en la actividad de transporte”.

En aquella ocasión el Tribunal, a pesar de considerar que la operación deterioraba gravemente las condiciones de competencia del mercado (conclusión decimotercera), que fortalecía el poder de mercado de la empresa notificante (conclusión décima), que existían importantes barreras a la entrada (conclusiones undécima y duodécima) y que se trataba de un sector caracterizado por una elevada integración vertical (conclusión decimocuarta) y una alta concentración (conclusión cuarta), consideró que existían soluciones de desinversión que, al mismo tiempo que aseguraban el mantenimiento de la competencia efectiva en los mercados afectados,

respetaban el ejercicio de libertad de las empresas notificantes, materializado en la decisión de fusionarse.

Sin embargo, en el caso de la OPA de Gas Natural sobre Endesa, consideramos que la mayoría del Pleno no ha orientado el análisis desde esta perspectiva, o lo ha hecho de una manera insuficiente y, a pesar de que los problemas de competencia derivados de la operación son sustanciales, creemos que es posible, al igual que lo fue en el caso de la fusión entre Endesa e Iberdrola, encontrar condiciones que mitiguen dichos problemas y, al mismo tiempo, sean respetuosas con la libre decisión adoptada por la empresa notificante.

V. IV. Sobre los antecedentes de la Comisión Europea en materia de operaciones condicionadas en sectores de gas y electricidad.

La Comisión Europea ha tenido ocasión de analizar las implicaciones que las operaciones de concentración entre empresas que operan en gas natural y electricidad tienen desde el punto de vista de la competencia. En 1994, con ocasión del proyecto de concentración DISSTRIGAZ/TRACTABEL, puso de manifiesto su preocupación por los problemas de competencia que estas operaciones generaban cuando el acceso a la materia prima, en este caso gas natural para la generación de electricidad, se integraba verticalmente en una empresa que a la vez actúa como competidor y que tiene acceso en exclusiva a dicha materia prima. Ante estas manifestaciones de la Comisión, el Proyecto inicial fue retirado. En el segundo proyecto presentado los notificantes excluyeron las actividades de suministro de gas natural a generadores eléctricos. Tras esta modificación, se aprobó la operación. En 1998, la operación de concentración en el mercado finlandés Neste/IVO, suscitó el mismo problema. Los notificantes, en este caso el Estado finlandés presentó compromisos en los que la empresa resultante reducía su participación en la empresa de aprovisionamiento de gas de un 75% a un 25%, pasando a tener control minoritario y renunciando a presidir el consejo de administración, y así fue autorizada. En el caso de EDP/ENI/GDP, en 2004, la Comisión consideró que los compromisos ofrecidos por las partes no compensaban los efectos restrictivos de la competencia, que la operación generaba. En esta operación se integraban las empresas GDP y EDP, ambas con posiciones dominantes en todas las actividades de suministro eléctrico y de gas natural. En electricidad sus cuotas de capacidad de generación, de energía generada y de energía eléctrica distribuida y comercializada superaban el 70%. La posición de GDP en el aprovisionamiento, comercialización y distribución de gas natural era aun más dominante, de manera que la operación suponía un serio cierre de mercados en ambos sectores. Los compromisos ofrecidos contenían algunas desinversiones de activos, aunque el grueso de los mismos eran de comportamientos, algunos de ellos de estricto cumplimiento regulatorio. Por último, el caso más reciente es el de EON/MOL, de 21 de diciembre de 2005. E.ON es el resultado de la fusión prohibida por el Bundeskartellamt y después autorizada por el gobierno. Sus

actividades se centran en el sector energético, tanto en el suministro de energía eléctrica, como en el de gas natural. MOL es un grupo público activo en los sectores de petróleo y gas en Hungría. La operación presenta destacadas similitudes con la operación Gas Natural/ENDESA, especialmente en la cuestión de aprovisionamiento. Los compromisos aportados por las partes se centran en liberación de gas, liberación de contrato, liberación de capacidad de almacenamiento y separación de las actividades de transporte de gas y transporte de electricidad. La Comisión, bajo estos compromisos, declaró la operación compatible con el mercado común.

Por cuanto antecede, entendemos que el Tribunal debería haber recomendado al Gobierno la aprobación de la operación de concentración subordinada a la observancia de las condiciones que se contienen en el cuerpo de este escrito.

Madrid a 5 de enero de 2006