

# **Tribunal de Defensa de la Competencia**

## **I N F O R M E**

### **EXPEDIENTE DE CONCENTRACIÓN ECONÓMICA C 54/00 UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA- HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO**

NOTIFICANTE:  
**UNIÓN FENOSA.**

OBJETO:  
**Adquisición de HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO por UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA.**

## INDICE

<b>1. ANTECEDENTES</b> .....	<b>3</b>
1.1. Remisión al Tribunal. ....	3
1.2. Recepción del expediente y actuaciones del Tribunal.....	3
1.3. Alegaciones del notificante y de los interesados. ....	4
1.3.1. Alegaciones del notificante. ....	4
1.3.2. Otras alegaciones. ....	6
<b>2. PARTES INTERVINIENTES</b> .....	<b>10</b>
2.1. Sociedad Adquirente. ....	10
2.2. Sociedad adquirida. ....	12
<b>3. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN.</b> ....	<b>14</b>
3.1. Descripción de la operación.....	14
3.2. Aplicación de la Ley 16/1989, de Defensa de la Competencia.....	14
<b>4. EL MERCADO RELEVANTE.</b> ....	<b>14</b>
4.1. Mercado de producto.....	14
4.2. Mercado geográfico.....	17
<b>5. CARACTERÍSTAS Y ESTRUCTURAS DE LOS MERCADOS AFECTADOS</b> .....	<b>22</b>
5.1. Generación. ....	22
5.2. Mercado mayorista.....	26
5.3. Distribución y Comercialización.....	27
<b>6. BARRERAS DE ENTRADA</b> .....	<b>30</b>
6.1. Riesgo Regulatorio.....	30
6.2. Escasa capacidad de interconexión con otros sistemas.....	31
6.3. Acceso a activos estratégicos.....	33
6.4. Costes de instalación/Diversificación del parque de generación.....	35
6.5. Integración vertical.....	37
<b>7. EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA</b> .....	<b>39</b>
7.1. Generación.....	39
7.2. Comercialización.....	43
<b>8. EFECTOS COMPENSATORIOS DE LAS RESTRICCIONES A LA COMPETENCIA.</b> ....	<b>46</b>
<b>9. RESUMEN Y CONCLUSIONES.</b> .....	<b>47</b>
<b>DICTAMEN</b> .....	<b>50</b>

## **1. ANTECEDENTES**

### **1.1. Remisión al Tribunal.**

Con fecha 30 de marzo de 2000 se dio entrada en el Servicio de Defensa de la Competencia (SDC) una notificación de concentración económica consistente en el proyecto de adquisición de la sociedad Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (en adelante Hidrocantábrico o HC) por Unión Eléctrica Fenosa, S.A. (en adelante Unión Fenosa o UEF), mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones.

La correspondiente solicitud de autorización para la adquisición del 100% de las acciones de Hidrocantábrico fue presentada por Unión Fenosa ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) el 24 de marzo de 2000. Según el R.D. 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores, la CNMV ha debido adoptar una decisión al respecto en un plazo de quince días hábiles a contar desde la solicitud de autorización.

El artículo 15 bis de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, establece que “el Ministro de Economía y Hacienda, a propuesta del Servicio de Defensa de la Competencia, remitirá al Tribunal de Defensa de la Competencia (en adelante el Tribunal) los expedientes de aquellos proyectos u operaciones de concentración notificados por los interesados que considere pueden obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado, para que aquél, previa audiencia, en su caso, de los interesados dictamine en el plazo de tres meses.” La remisión al Tribunal ha tenido lugar el 5 de abril de 2000.

### **1.2. Recepción del expediente y actuaciones del Tribunal.**

Este expediente ha sido clasificado en el Tribunal con la referencia C54/00, U.Fenosa/H.Cantábrico, designándose para su tramitación una Comisión formada por los Vocales del Tribunal D. Antonio Castañeda Boniche y D<sup>a</sup> María Jesús Muriel Alonso. La Comisión ha estado presidida por el Presidente del Tribunal D. Amadeo Petitbò, y ha sido asistida por la Asesora D<sup>a</sup> Paloma Avila y la Subdirectora de Concentraciones D<sup>a</sup> . Pilar Sánchez.

Tras un primer análisis del expediente, la Comisión elaboró una Nota Sucinta sobre las principales características de la operación. Una vez puesta en conocimiento del notificante y manifestada por él su conformidad con el contenido, fue remitida a los operadores en el mercado que la Comisión consideró podrían ser afectados, por si estimasen oportuno comunicar su

criterio sobre si la operación podría obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado. También han sido contactadas dos asociaciones de consumidores, así como la Comisión Nacional de Energía, el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL), Red Eléctrica de España (REE), y la Comisión Nacional del Mercado de Telecomunicaciones, requiriéndose su colaboración en las materias de sus ámbitos de competencia respectivos.

### **1.3. Alegaciones del notificante y de los interesados.**

Las alegaciones presentadas a continuación incluyen las respuestas del notificante y el resto de los operadores expresadas en entrevistas mantenidas con el Tribunal, o por escrito en contestación a la Nota Sucinta enviada tras la recepción del expediente.

#### **1.3.1. Alegaciones del notificante.**

Los principales argumentos a favor de la operación de concentración de referencia presentados por Unión Fenosa en su Notificación al Servicio de Defensa de la Competencia y en el Informe de parte presentado por NERA a este Tribunal<sup>1</sup> son:

- los obstáculos a la realización de la operación proyectada impedirían la aparición de un grupo empresarial con capacidad de competir en un sector en el que se ha permitido el establecimiento de una estructura empresarial muy concentrada.
- dados los pequeños márgenes que suelen caracterizar el negocio de comercialización, las posibles disminuciones de precio a los consumidores deben proceder, fundamentalmente, de la reducción de los precios al por mayor. El funcionamiento del mercado mayorista debe ser, pues, de acuerdo con el notificante, la pieza clave para la evaluación de los efectos de la competencia en relación con los consumidores.
- el análisis del impacto de la operación de concentración sobre la competencia debe realizarse separando los efectos sobre la actividad de generación de los relacionados con la actividad de comercialización.
- en relación con la actividad de GENERACIÓN, considera que el mercado geográfico relevante es la Península Ibérica. En dicho mercado, la entidad resultante de la concentración tendría una cuota de potencia instalada del

---

<sup>1</sup> C54/00 U.Fenosa/H. Cantábrico: “Análisis Económico de las Implicaciones para la Libre Competencia” NERA, 25 de abril de 2000.

12,2%, y una cuota de producción del 14,4%. Estas reducidas cuotas muestran que la actual concentración del sector no la provoca la operación de referencia. Esta operación puede, sin embargo, disminuir el poder de mercado de las empresas mayores por contribuir a equilibrar el tamaño de los operadores.

- no existen barreras legales o económicas a la entrada en el mercado, y las empresas eléctricas carecen de capacidad para establecerlas, como indica el hecho de la previsión de construcción de 17.000 MW de potencia adicional, de los que más de 5.000 MW serán propiedad de nuevos entrantes. En cuanto a un posible exceso de capacidad instalada, si es que existe, el previsible rápido aumento de la demanda lo eliminaría rápidamente.

- respecto a la actividad de COMERCIALIZACIÓN, el notificante considera que no existe barrera de entrada de ningún tipo, y que el acceso o no a la actividad de generación es irrelevante a efectos de la capacidad de competir en este negocio. El hecho de que distribuidores y comercializadores deban acudir al mercado mayorista para cubrir sus necesidades de suministro impide que los que tengan capacidad de generación puedan adquirir directamente la producción de sus propias instalaciones o de las controladas por el grupo empresarial al que pertenezcan. Por otra parte, los clientes cualificados por la normativa vigente para elegir suministrador ejercen un fuerte poder de compra lo que, unido a la existencia de un conjunto de ofertas entre las que elegir, ha dado como resultado una disminución de los precios al consumo en torno al 20%.

- la posibilidad de que la operación de concentración de referencia permita a la empresa resultante de la misma ejercer un poder de mercado a través del dominio colectivo con sus principales competidores queda excluida por la ausencia de las condiciones en los mercados de generación y de comercialización que hacen probable el establecimiento de este tipo de acuerdos, dado que: en primer lugar, las empresas son muy asimétricas, lo que supone la ausencia de objetivos comunes; en segundo lugar, los intereses de los clientes y consumidores están protegidos por la regulación del sector, y por su fuerte poder de negociación; y, en tercer lugar la colusión en el mercado de comercialización no es sostenible.

- por último, y en relación con las ventajas de la concentración susceptibles de compensar los posibles efectos restrictivos de la competencia, el notificante destaca que el importante ahorro de costes en generación, distribución y estructura derivados de la misma permitirán al nuevo grupo empresarial competir en mejores condiciones con las dos principales empresas del sector, dando lugar a una estructura de mercado más equilibrada que beneficiará a los consumidores.

### 1.3.2. Otras alegaciones.

**Iberdrola y Endesa** no han efectuado alegación alguna. **Hidroeléctrica del Cantábrico** ha preferido no pronunciarse en tanto su Consejo de Administración no tomara una decisión sobre la aceptación de la OPA de Unión Fenosa.

Todos los potenciales entrantes en el mercado eléctrico español que han expresado su opinión –Texas Utilities Europe (TXU), SKS Energía, AES Cartagena S.R.L., Energy Factory Group S.L., Repsol YPF, y los distribuidores-comercializadores de ámbito local asociados en GEODE-consideran que la operación de concentración proyectada deterioraría significativamente la competencia efectiva en dicho mercado.

**TXU**, -una multinacional energética norteamericana que ocupa el noveno puesto en el ranking mundial, con presencia en diez países europeos, y es accionista de Hidrocantábrico desde 1998, habiendo realizado una OPA sobre dicha eléctrica once días antes a la de UEF que es objeto de este Informe-alega, básicamente, tres argumentos en apoyo de esta opinión. El primero es que la empresa resultante de la concentración no será capaz de reducir el poder de las dos grandes eléctricas del mercado español, Endesa e Iberdrola, para manipular los precios en el mercado mayorista, pero sí conseguirá, en cambio, alcanzar la dimensión suficiente para poder influir sobre este precio durante ciertas horas del año. El segundo es que la nueva eléctrica tendrá incentivos para fijar al alza el precio del mercado mayorista, porque, dadas sus cuotas de mercado en generación y en demanda, vende más energía en el mercado mayorista que la que suministra a consumidores finales. El tercero es la probable persistencia del poder de mercado de las tres eléctricas por tiempo considerable, dadas las fuertes barreras de entrada que caracterizan al mercado eléctrico español.

**SKS Energía** -empresa registrada como comercializadora de energía eléctrica en España argumenta que los beneficios que la liberalización del sector podría proporcionar a los consumidores con capacidad de elección de suministrador de energía eléctrica se encuentran muy limitados por dos características de la estructura empresarial del sector eléctrico español a saber: en primer lugar, el reducido número de empresas competidoras en generación; y, en segundo lugar, la fuerte integración vertical que existe de hecho en estas empresas entre su actividad de generación, por una parte, y de distribución y comercialización, por otra.

Ambas características contribuyen a que los consumidores elegibles cuenten con escasas alternativas, tanto a la hora de seleccionar con quien contratar su suministro como en términos de diferencias de precios, pues los distintos oferentes han preferido hasta ahora evitar la competencia por los nuevos clientes y repartírselos en una proporción similar a las cuotas de generación que cada productor ha alcanzado en el mercado.

En su opinión, estas circunstancias, junto con las dificultades de entrada en el mercado de nuevos competidores que imponen la escasa capacidad técnica de las interconexiones transfronterizas, han dado lugar a una situación tan precaria desde el punto de vista de la competencia que cualquier operación que suponga algún empeoramiento de la misma, reduciría significativamente las posibilidades de competencia efectiva en el sector.

**AES Energía Cartagena, S.R.L.** ha destacado como principal obstáculo a la entrada en el mercado eléctrico español la lentitud del proceso de desarrollo reglamentario de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En su opinión, esta lentitud mantiene sin resolver aspectos esenciales para la toma de decisiones de los entrantes en el mercado, lo que se traduce en importantes costes económicos para los promotores de centrales de generación y acentúa la inseguridad jurídica de los operadores potenciales.

En particular, AES señala dos problemas a este respecto. El primero, es el retraso con que el Ministerio de Medio Ambiente está tramitando la Declaración de Impacto Medioambiental que debe acompañar la solicitud de autorización para la construcción y explotación de instalaciones de energía eléctrica por el Ministerio de Industria y Energía (MINER). Este retraso, en opinión de AES, puede paralizar durante más de diez meses la obtención de dicha autorización. El segundo, es el traslado “de facto” a los propietarios de las redes de transporte de electricidad y de gas -Red Eléctrica de España y Enagás, respectivamente- de las decisiones sobre si el solicitante de las correspondientes autorizaciones reúne los requisitos de capacidad legal, técnica y económica establecidos por la normativa vigente que, en su opinión, debería tomar el MINER. AES considera que, escudándose en la ausencia de desarrollo reglamentario de las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos, ambas empresas están retrasando indebidamente el acceso de compañías extranjeras a dichas redes de transporte, con objeto de favorecer los intereses de sus accionistas que, normalmente, son asimismo accionistas de empresas eléctricas nacionales con escaso empeño en facilitar la entrada de competidores extranjeros. Por otra parte, alega que la situación de cuasi-monopolio que disfruta el Grupo formado por Repsol, Gas Natural y Enagás impide que los entrantes potenciales al mercado eléctrico puedan acceder al suministro de gas en condiciones similares a las de las eléctricas ya establecidas. La proyectada fusión de Unión Fenosa e Hidrocantábrico añade,



en su opinión, un grave perjuicio para la competencia.

**ENERGY FACTORY GROUP, S.L.** considera que la concentración propuesta “vulnera gravemente la competencia al producirse una situación tácita de oligopolio en las áreas de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica”. En su opinión, ello es consecuencia, fundamentalmente, de que la disminución del número de operadores y la mayor simetría en tamaño que supondría esta operación, favorecen los acuerdos en política de precios. La desaparición de Hidrocantábrico acentuaría este deterioro de la competencia, por tratarse de una empresa que hasta ahora “se había mostrado beligerante en la captación de clientes y en la efectiva liberalización del mercado español”. Expresa finalmente su opinión de que, en caso de realizarse esta operación, los comercializadores distintos a Endesa e Iberdrola deberían tener derecho preferente para adquirir los activos de generación de la empresa resultante de la concentración que deban ser enajenados por imperativo legal para defender las condiciones de competencia.

**Repsol YPF**, solicitó la condición de parte interesada en este expediente, sobre la base de la titularidad de REPSOL S.A. de diversas instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, de la realización de actividades de distribución a través de Repsol Eléctrica de Distribución S.L., y de su participación con diversos socios en proyectos de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica.

En su opinión, la concentración proyectada puede incidir negativamente sobre la competencia y suponer además la infracción del principio y las normas legales que conforman la regulación del sistema eléctrico español.

Alega que todo proceso de liberalización de un sector económico requiere el aumento del número de operadores, por lo que la reducción de cuatro a tres que implica esta operación supone un paso atrás en este proceso, sobre todo teniendo en cuenta que la disminución se produciría tanto en relación con el número de oferentes como de demandantes en el mercado mayorista lo que implica un riesgo de posible concertación de voluntades en la oferta y en la demanda.

Considera que la reducción en el número de operadores contrasta, además, con la actuación seguida en los procesos de liberalización de otros sectores en los que se ha promovido la entrada de nuevos operadores incluso mediante medidas legislativas de urgencia como, por ejemplo, el Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, para acelerar la entrada de comercializadores en gas natural.



En su opinión, la concentración iría contra los principios del Protocolo que ha inspirado la Ley 54/1998, que estableció como principio base de la liberalización el que la estructura del mercado se abriera a nuevos competidores, y, en todo caso, no se constriñera mediante la concentración de los operadores ya existentes o por la influencia de unos sobre otros. Por otra parte, alteraría los supuestos en que se ha basado el reconocimiento y compensación de los denominados “costes de transición a la competencia” del sector eléctrico, en la medida en que las empresas participantes en la operación muestran un comportamiento contrario a la apertura efectiva que fundamenta esa compensación, y altera, en todo caso, la estructura financiera en que se basó el cálculo de la compensación correspondiente a las compañías afectadas.

Destaca, por último, la reiterada actitud por parte de las eléctricas y de su organización empresarial, UNESA, de excluir al Grupo Repsol y a Gas Natural de los potenciales competidores en el sector eléctrico. Esta actitud “presumiblemente, se mantenga respecto de cualquier otro potencial competidor, que, disponiendo de reservas de gas, pretenda tener entrada en el mercado eléctrico”.

**GEODE** (Groupement des Entreprises et Organismes de Distribution D’Energie) una Agrupación de Interés Económico que representa a distribuidores independientes de España y otros países europeos (Francia, Holanda, Dinamarca, Inglaterra, Alemania, Noruega y Mónaco). Considera que, a pesar de contar con una regulación relativamente avanzada desde el punto de vista de su liberalización, el sector eléctrico se enfrenta a importantes obstáculos estructurales al desarrollo de la competencia, entre los que destaca:

- el reducido número de operadores en la actividad de generación.
- la persistencia de la integración vertical en la estructura empresarial de estos operadores, que les permite controlar tanto la producción como la venta a los clientes a tarifa y a los cualificados para seleccionar su suministrador de energía eléctrica.
- el lento avance en la entrada de nuevos operadores en generación, como consecuencia de la falta de competencia en gas natural, y de la favorable situación de las empresas ya establecidas, fortalecida por los Costes de Transición a la Competencia, la propiedad de centrales ya amortizadas, y la concentración del mercado.
- la ausencia de capacidad propia de generación de los distribuidores locales de ámbito local, salvo raras excepciones, que les obliga a depender en gran

medida del suministro de los grandes generadores, con una posición dominante, a su vez, en el mercado mayorista y competir directamente con los distribuidores locales.

- el aislamiento del mercado español derivado de la dificultad de ampliar la interconexión con Francia.

En opinión de GEODE, la operación de concentración proyectada perjudicará a la competencia en el sector, no sólo porque reducirá aun más el número de operadores, sino porque, desde la liberalización del sector en España, Hidroeléctrica del Cantábrico, ha sido el agente más activo en cuanto a captación de clientes con capacidad de elección de suministrador de energía eléctrica.

En cuanto a los consumidores, la **Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía Eléctrica (AEGE)** ha expresado una actitud ambigua, en tanto que la **Unión de Consumidores** se ha mostrado en contra de la operación.

## 2. PARTES INTERVINIENTES

### 2.1. Sociedad Adquirente.

El Grupo Unión Eléctrica Fenosa tiene como principal objeto social la producción, distribución y comercialización de energía eléctrica. Su volumen global de ventas superó los 512.000 millones de pesetas en 1999, realizando en España más del 80% del total.

---

#### CUADRO Nº 1

**Volumen de ventas del Grupo Unión Eléctrica Fenosa. En millones de pesetas.**

	1999	1998	1997
<i>Mundial</i>	512.671	424.726	352.612
<b>España</b>	455.274	412.396	346.508

Fuente: Notificante

Los principales accionistas son: el socio de referencia BSCH, con una participación total de 10,387%, diversas instituciones inversoras colectivas, con una participación conjunta del 7,16%, Chase Manhattan Bank, (5,5 %), y Caja de Ahorros de Galicia, (5,04 %). El Grupo cotiza en todas las Bolsas españolas, ascendiendo su capital social a 914.037.978 euros.

Tras la separación jurídica entre negocios regulados y no regulados requerida por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, llevada a cabo el 1 de junio de 1999, el Grupo procedió a una reestructuración societaria, reordenando su actividad en seis áreas de negocio coordinadas por una sociedad cabecera. Las seis áreas son: generación y comercialización de electricidad, distribución de electricidad, inversiones internacionales, servicios profesionales, telecomunicaciones, y un grupo de actividades diversas relacionadas con la industria, la minería y el sector inmobiliario.

Las dos áreas no reguladas de su negocio eléctrico, **generación y comercialización de electricidad**, han sido agrupadas en Unión Fenosa Generación S.A. En 1999 el Grupo procedió a la venta del 25% de esta sociedad a la compañía eléctrica del Reino Unido National Power, con la que está desarrollando diversas actividades y prevé la construcción de parte de su nueva capacidad de generación en España.

En términos de capacidad instalada y de producción de electricidad en el régimen ordinario del sistema peninsular español, la empresa ocupa el tercer lugar, con unas cuotas de mercado en torno al 12% en capacidad y del 13% en producción. Aunque su parque de generación está relativamente diversificado, incluyendo la participación en las centrales nucleares Almaraz I y Almaraz II y Trillo I, predominan las centrales térmicas convencionales, como las de carbón de Anllares, Narcea y la Robla, y las de fuel de Aceca I y Aceca II.

A través de la empresa Unión Fenosa Energías Especiales, S.A. (UFEE), el Grupo tiene una presencia destacada en capacidad de producción dentro del denominado "Régimen Especial", con cuotas de mercado en torno al 13% en cogeneración y al 18% en generación eólica.

En el área de **distribución de electricidad** ocupa también el tercer puesto en el *ranking* nacional, adquiriendo, en 1999, energía por un total de 23.650 Gwh. Tiene una presencia importante en Madrid y Galicia.

En el desarrollo de sus **inversiones internacionales** está teniendo un papel destacado la colaboración estratégica con National Power, tanto en la expansión de su presencia en Latinoamérica, (Guatemala, Panamá, República Dominicana), como en Asia y África. Las inversiones no se limitan al desarrollo de infraestructuras de suministro de energía eléctrica, abarcando también las telecomunicaciones.

En el área de **servicios profesionales**, "Soluziona" proporciona asesoramiento y servicios de consultoría en relación con el área de informática y una amplia gama de actividades de interés para diversos tipos de negocios.

Una de las áreas de mayor peso en la estrategia de diversificación de actividades es, sin duda, las **telecomunicaciones**, donde la alianza con Endesa y Telecom Italia ha reforzado considerablemente la presencia del Grupo en el sector, incluso tras la venta reciente de su participación en Airtel, por requerimientos regulatorios. Unión Fenosa juega un importante papel en telefonía fija, a través del 13,5% en el capital social de Retevisión; en telefonía portátil, con el 17% de Amena; y en radiotelefonía móvil en grupo cerrado, con un 49% en Canalco y un 90% en Sogatel. Cuenta, asimismo, con una presencia particularmente destacada en televisión por cable, con el 24,2% de Madritel, la empresa ganadora de la licencia para servicio de cable en las tres demarcaciones de Madrid que lleva prestando servicio desde marzo de 1999; y el 37,5% en R Cable y Telecomunicaciones de Galicia, además de participaciones reducidas en R Cable y Telecomunicaciones Coruña (2%) y Retecal Sociedad Operadora de Telecomunicaciones de Castilla y León (0,10%). En televisión de pago participa indirectamente en Onda Digital a través de su 49% en el capital social de Retevisión. Por otra parte, Unión Fenosa participa actualmente con Endesa y Telecom Italia en el capital social de "AUNA", el nuevo holding que agrupa todos los intereses de estos tres grupos en el área de telecomunicaciones.

Por último, conviene destacar dentro de su actividad en la **minería** su participación del 4,99% en el capital de Cepsa, y la creación, dentro del marco del acuerdo de colaboración establecido con dicha empresa, de la sociedad **Gas Directo**, que ya ha iniciado sus operaciones en relación con adquisición, distribución y comercialización de gas canalizado en algunas zonas de Galicia, Madrid y Andalucía.

## **2.2. Sociedad adquirida.**

El Grupo Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. tiene por principal objeto social la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, ocupando en la actualidad el cuarto puesto en el *ranking* de las eléctricas españolas. Su cifra de negocios en 1999 se situó en torno a 148.000 millones de pesetas. Su capital social asciende a 226, 393, 536 euros, siendo sus principales accionistas La Caixa, directamente (10,5%), y a través del Banco Herrero (9,9%), y la Caja de Ahorros de Asturias (9,97%), además de Texas Utilities Europe, cuya participación ha aumentado del 5% al 13% tras el anuncio de la OPA de Unión Fenosa objeto de este Informe.

---

**CUADRO Nº 2****Volumen de ventas del Grupo Hidroeléctrica del Cantábrico. En millones de pesetas.**

---

	<b>1999</b>	<b>1998</b>	<b>1997</b>
<b>España</b>	148.330	119.320	102.063

---

Fuente: Notificante

La actividad del Grupo se encuentra mucho menos diversificada que la de Unión Fenosa, tanto geográficamente, con la practica totalidad de su cifra de negocios realizada en España, como en relación con la participación en sectores de actividad distintos al eléctrico. A diferencia de Unión Fenosa, Hidrocantábrico esta incrementando su capacidad de generación de energía eléctrica, habiendo adquirido en 1999 la totalidad de la central térmica de Soto de Ribera, cuya propiedad compartía anteriormente a partes iguales con Endesa e Iberdrola. Ello ha contribuido a acentuar la importancia del carbón en su parque de generación, incrementando a más de la mitad la proporción de su producción de electricidad en 1999 procedente de esta fuente.

Otra diferencia con Unión Fenosa a destacar es su diferente modelo de aplicación del requisito de la Ley 54/1997 de separación jurídica de las actividades reguladas y no reguladas. En vez de concentrar en una única sociedad la generación y la comercialización de electricidad, como Unión Fenosa, Hidrocantábrico ha estructurado cada una de estas actividades en dos sociedades diferentes, lo que contribuye a mejorar la transparencia a efectos de posibles transferencias de renta entre ambos negocios.

Hidrocantábrico participa en la producción de electricidad sometida a Régimen Especial a través de las filiales Genera y Sinae, con una presencia en capacidad instalada distribuida en partes aproximadamente iguales entre generación eólica y cogeneración.

Fuera del negocio eléctrico su actividad se centra fundamentalmente en la distribución y comercialización de gas canalizado y en las telecomunicaciones. En la primera de estas dos áreas mencionadas el Grupo cuenta con el 100% del capital social de las distribuidoras Gas de Asturias y Gas Capital, y una presencia destacada en la distribución en Castilla-La Mancha y Castilla-León.

En telecomunicaciones, Hidrocantábrico participa con el 46,09% en Telecable de Oviedo, Telecable de Gijón y Telecable de Avilés y con un 1,5% en Retecal, Sociedad operadora de Telecomunicaciones de Castilla y León. Posee asimismo el 21,33% de TV Servicios y Desarrollo (Valladolid).

### **3. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN.**

#### **3.1. Descripción de la operación**

La proyectada adquisición de Hidroeléctrica del Cantábrico se ha instrumentado mediante una Oferta Pública de Adquisición de Acciones cuyo plazo de aceptación ha sido fijado por Fenosa en un mes natural, a contar a partir de la difusión pública de la misma por la CNMV. Este plazo podría ampliarse hasta el decimoquinto día natural desde la celebración de la Junta General de Accionistas de Unión Fenosa en la que se acuerde la emisión de acciones que constituyen parte de la contraprestación de la oferta. La efectividad de la oferta se condiciona a la adquisición de un número de acciones tal que la suma de las acciones que acepten la oferta pública represente al menos el 80% del capital social de Hidrocantábrico.

#### **3.2. Aplicación de la Ley 16/1989, de Defensa de la Competencia**

La operación descrita se encuadra en uno de los supuestos (adquisición) establecidos por el art. 14 de la LDC, que pueden dar lugar a notificación obligatoria si se superan los umbrales previstos en el artículo 14.1. El volumen de ventas en España de las empresas partícipes supera lo dispuesto en la letra b) del artículo 14.1, resultando, pues, obligatoria dicha notificación. De acuerdo con los datos aprobados por los notificantes, la operación no entra dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (CEE) nº 4.064 del Consejo.

### **4. EL MERCADO RELEVANTE.**

#### **4.1. Mercado de producto**

Las empresas a las que afecta la presente operación de concentración tienen por objeto alguna, sino todas, las actividades que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) menciona en su art.1º, esto es, actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales.

Siguiendo la LSE, en su art.9 se especifican quienes son los sujetos que se encargan de las actividades antes señaladas. Estos son, agrupados por actividades los siguientes:



- En generación:
  - Los **Productores** de energía eléctrica
  - Los **Autoproductores** de energía eléctrica
  - Los **Importadores** de energía eléctrica
  
- En transporte
  - Los **Transportistas**
  
- En distribución
  - Los **Distribuidores**
  
- En venta a consumidores finales
  - Los **Distribuidores**
  - Los **Comercializadores**
  
- En la gestión económica y técnica
  - El **Operador del Mercado**
  - El **Operador del Sistema**

El **funcionamiento del sistema** se basa en que la producción e importación de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia mediante las ofertas que realizan los **Productores** e **Importadores** al denominado *pool* de electricidad. La oferta así configurada se enfrenta a un sistema de demanda formulado por los **Comercializadores, Distribuidores y Clientes Cualificados** (aquéllos que por tener un consumo mínimo anual determinado reglamentariamente, tienen la opción de no estar sujetos a tarifa). A este mercado donde concurren oferentes y demandantes es a lo que actualmente se le denomina “mercado mayorista organizado”

En cuanto a la producción de energía eléctrica hay que distinguir entre la energía del Régimen Ordinario y la del Régimen Especial. Se entiende por energía sujeta al **Régimen Ordinario** aquella generada en las centrales o instalaciones de producción de energía eléctrica superiores a 50 MW de potencia, en contraposición con la energía eléctrica sometida al **Régimen Especial**, que es aquella producida en instalaciones que no superen los 50 MW y que corresponda a una de las siguientes situaciones: energía eléctrica producida por autoproducidos, energía eléctrica producida a partir de energías renovables o energía eléctrica generada a partir de recursos no renovables.

La diferenciación entre uno y otro régimen es fundamental, ya que la Ley establece que “Aquellas unidades de producción de energía eléctrica cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, o que a la entrada en vigor de la presente Ley estén sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/87



<sup>2</sup> de 11 de diciembre,...., estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada periodo de programación.” Por el contrario la energía excedentaria del régimen especial, es decir, aquella producida en régimen especial y no consumida por los titulares de la unidad de generación podrá incorporarse al sistema sin someterse al sistema de ofertas y percibiendo la remuneración que se determine conforme a la Ley. En resumen, la energía sometida al régimen especial no entra en el mecanismo de ofertas al *pool*. Muy al contrario, su producción entra siempre en el sistema y a un precio determinado reglamentariamente, quedando, pues, al margen del mercado mismo de ajuste de oferta y demanda desarrollado en libre competencia. La energía en régimen especial no es, pues, una energía que, en el lenguaje del sector, “fije precio”.

La competencia de dicha energía con la del régimen ordinario se produce únicamente de forma indirecta, en la medida en que la energía producida por el régimen especial cubre parte de la demanda a la que se enfrentan los productores de energía eléctrica y disminuye, por tanto, la que debe abastecerse mediante el régimen ordinario. Ahora bien, la energía generada en el régimen especial será la misma con independencia de la operación de concentración entre Unión Fenosa e Hidrocantábrico.

El Operador del Mercado es el organismo encargado de organizar el mercado mayorista; esto es, ha de realizar el ajuste entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, siendo, por lo tanto, sus funciones las de realizar la gestión económica del sistema. El Operador del Sistema es el encargado de llevar a cabo la operación técnica del sistema, garantizando la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

El Transporte y la Distribución son actividades reguladas, pero con diferencias fundamentales. La red de transporte se opera mediante un “**gestor de la red de transporte**”, en la actualidad la empresa Red Eléctrica de España, a cuya composición accionarial la Ley establece restricciones (no más del 10% de participación para cada empresa eléctrica). En el caso de la Distribución, esta actividad se lleva a cabo por las empresas distribuidoras, que tradicionalmente han sido también las empresas generadoras. Las distribuidoras tiene, a su vez, asignado el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales sujetos a tarifa. Así, mientras los transportistas se centran exclusivamente en la actividad de transporte, los distribuidores, además de actuar como propietarios de redes por las que han de permitir el tránsito de energía de terceros, también actúan en la actividad de suministro a los consumidores finales.

---

<sup>2</sup> Norma que regula todo el funcionamiento del sistema eléctrico bajo lo que se denominaba Marco Legal estable, y bajo el que operaban todas las centrales de generación eléctrica clásicas.

Los comercializadores suministran energía eléctrica a los consumidores cualificados o a otros comercializadores, pero no a los clientes a tarifa. Estos consumidores cualificados pueden acudir directamente al mercado mayorista y adquirir allí su energía, solicitando después el acceso a las redes de transporte y distribución, o pueden contratar con cualquier comercializador en las condiciones que pacten libremente entre ellos. Es pues, en la fase de comercialización donde puede haber competencia entre los comercializadores por la captación de clientes cualificados. Es cierto que en un futuro, cuando todos los consumidores pasen a ser cualificados, la figura del distribuidor debería quedar exclusivamente como mero transportista que pone a disposición de los comercializadores y de los consumidores cualificados sus redes de distribución. Sin embargo, actualmente los distribuidores suministran el 82% de la energía final consumida, y, por lo tanto, la realidad es que el mercado en el que los comercializadores pueden competir es pequeño y, además, asimétrico, puesto que todas las distribuidoras existentes en España han creado sus propias comercializadoras, lo que supone numerosas desventajas para los comercializadores que no tienen en su grupo empresarial distribuidora alguna<sup>3</sup>.

En conclusión, a efectos de analizar el posible efecto de la presente operación de concentración sobre las condiciones de competencia, este Tribunal considera que resulta adecuado delimitar como mercados relevantes afectados el mercado de generación eléctrica en régimen ordinario, cuya producción se canaliza al consumo a través del *pool* o mediante contratos bilaterales, y el mercado de la comercialización de energía eléctrica a clientes cualificados. Entiende el Tribunal que si bien el transporte y la distribución son actividades reguladas, el hecho de que en la distribución estén presentes empresas que, a su vez, lo están en los mercados relevantes anteriormente delimitados, hace necesario tener en cuenta esta actividad en la evaluación de las condiciones de competencia en el mercado de comercialización y en el de generación.

#### **4.2. Mercado geográfico**

En el informe presentado por NERA en nombre del notificante durante la tramitación del presente expediente de concentración económica<sup>4</sup>, se argumenta que el mercado relevante geográfico ha de ser el mercado ibérico y no el español peninsular, y que ello “*se debe a la existencia desde hace ya*

---

<sup>3</sup> Ver el apartado sobre barreras de entrada de este Informe.

<sup>4</sup> Ibidem.

*meses de un acuerdo entre los gobiernos de España y Portugal para la creación de un mercado eléctrico ibérico”. En el citado informe se especifica sobre su contenido, señalando, p.ej. que “Es previsible que el diseño de un mercado integrado ibérico sea adelantado en el transcurso de la revisión del modelo de mercado de generación español que tendrá lugar en el marco de la negociación del protocolo eléctrico para el próximo año, por lo que, dado el carácter prospectivo que caracteriza la evaluación de las operaciones de concentración, parece obvio que ésta es la definición correcta”.*

*Continúa este informe diciendo que “existen razones sustantivas (...) para afirmar que en estos momentos, y aún con mayor claridad en el futuro, el mercado geográfico debería definirse de forma más amplia (a escala europea)”.*

La discusión en cuanto al mercado geográfico relevante en materia de operaciones que afectan al sistema eléctrico español ya se ha planteado con anterioridad a esta operación de concentración.

Concretamente, el acuerdo entre Electricidad de Portugal (EdP) e Iberdrola (IB), notificado a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE)-, actualmente CNE- el 28 de mayo de 1998 y a la Comisión Europea el 3 de julio de 1998, dio lugar a un estudio concreto sobre éste punto. En el Informe de la CNE, que analizaba el efecto del citado acuerdo, se sostiene que *“Para las empresas firmantes, el mercado español y el mercado portugués constituyen dos mercados geográficos separados. Para basar ésta afirmación aportan datos sobre los intercambios de electricidad que se produjeron entre los dos países en 1996, haciendo además mención a los intercambios de España con Francia y Andorra. A la vista de la escasa importancia de los flujos en cualquiera de las direcciones, concluyen que las condiciones en la península ibérica no son lo suficientemente homogéneas como para poder constituir el mercado geográfico relevante”.*

La CNE consideró *“razonable defender la tesis de que España y Portugal constituyen un único mercado geográfico”*, sobre la base de los siguientes argumentos:

*“Teniendo en cuenta las características del producto no pueden apreciarse diferencias entre la electricidad ofertada en los dos países, ni se detectan preferencias de los consumidores a favor del producto local, ni cabe hablar de diferenciación de productos ni de marcas”.* Es decir, la energía eléctrica producida en España y Portugal es perfectamente homogénea.

*“Tampoco tienen las empresas impedimentos regulatorios en ninguno de los dos países para participar en el mercado en tanto que generadores o que*

comercializadores de electricidad”. Esto es, no existen barreras legales para ningún agente que quiera operar.

*“Por el contrario, los Ministerios de Industria y de Economía de España y Portugal respectivamente han firmado un acuerdo el 28 de julio de 1998, por el que se comprometen entre otras cosas a “normalizar a corto plazo las relaciones entre los mercados eléctricos de los dos países, a través de la participación de empresas portuguesas en el mercado español y de empresas española en el mercado portugués”.*

*“Parece que el único obstáculo para el acceso al mercado del país vecino puede venir dado por las limitaciones en el transporte que impone la capacidad de interconexión”.*

*“El volumen de intercambios físicos (entradas más salidas) de España con Portugal muestra una clara evolución al alza, sobre todo en los dos últimos años, habiéndose aumentado entre 1995 y 1997 casi un 80%, no observándose esa misma tendencia con Francia. El volumen de intercambios, que da idea del grado de interdependencia de las redes de transporte de los dos países, representa en 1997 un 4.8 % y un 27 % de la producción neta total de España y de Portugal respectivamente”.*

Sin embargo, contrariamente a esta conclusión, en la evaluación de la CNE de 26 de abril del 2000<sup>5</sup> sobre la concentración objeto de este Informe, delimita el mercado geográfico como el nacional, argumentando que *“Respecto al mercado mayorista de energía eléctrica, cabe considerar que, en la actualidad, se trataría más bien de un mercado de carácter nacional, por cuanto se compone de un mercado organizado de producción de energía eléctrica, basado en un sistema de ofertas de venta y adquisición de energía, cuya gestión económica y técnica se realiza, a nivel nacional (precio marginal en nudo único), por las entidades creadas para dicha finalidad en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (el Operador del Mercado y el Operador del Sistema), y, por otro lado, por un mercado de contratos bilaterales concluidos entre los generadores y consumidores cualificados en todo el territorio nacional, con independencia de la localización de las instalaciones, y sin que los costes de transporte en que se incurra para su materialización permitan discriminar mercados geográficos más reducidos”.*

Continúa la CNE diciendo que *“ El análisis de la delimitación del mercado relevante geográfico y de producto conduce igualmente a la consideración de mercados de carácter nacional para las actividades de transporte y distribución, teniendo en cuenta la existencia de un precio fijado*

---

<sup>5</sup> Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa. Comisión Nacional de la Energía. 26.04.2000

*administrativamente con carácter único para todo el territorio nacional, para la retribución de dichas actividades. Un argumento similar, aunque con algún matiz que se aclara posteriormente, ha llevado a considerar la producción en régimen especial como un producto aparte, dada su actual concepción de actividad eminentemente regulada y dada la forma en que interviene en el mercado mayorista. En la actualidad no existe ningún productor de éste régimen que actúe directamente en el mercado mayorista.*

Por último, cabe mencionar la Decisión de la Comisión Europea en este campo con ocasión del caso N° IV/M493 Electrabel/Distrigaz, en la que se delimitan los mercados como nacionales, argumentando que se trata de mercados sometidos a distintas regulaciones nacionales, tanto en el plano técnico como en las condiciones de acceso y de fijación de las tarifas. No excluye que en el futuro, y como consecuencia de las acciones emprendidas por la propia Comisión en relación con el mercado interior de la energía, pueda llegarse a una armonización tal que se posibilite realmente un mercado único de la energía eléctrica. También en el caso N° IV/M1190 Amoco/Repsol/Iberdrola/Ente Vasco se señaló el mercado geográfico como el español, argumentando el escaso volumen de intercambios de electricidad entre España y otros países, ya que las importaciones representan tan solo el 6% de la energía eléctrica consumida en España.

Por su parte, el Tribunal ha constatado los siguientes hechos con respecto a la delimitación geográfica del mercado:

- En el sistema actual de ofertas que forma parte del mercado mayorista, la energía que está siendo objeto de los mecanismos de libre competencia es la energía del régimen ordinario junto con la energía importada por motivos comerciales y no de seguridad. Los agentes que así operan son Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, y los Intercambios Internacionales, incluido el contrato a largo plazo entre REE y EdF. Electricidad de Portugal no oferta energía eléctrica al *pool*.
- La capacidad de interconexión entre España y Portugal es de 4.010 MW (el 9% de la capacidad instalada del régimen ordinario). Esto significa que, en ausencia de energía reactiva, ésa sería la máxima cantidad que podría importarse o exportarse. Esta cantidad puede aumentar siempre y cuando la diferencia entre la potencia que se está exportando y la potencia que se está importando mantenga ese diferencial de 4.010 MW. Ahora bien, la realidad muestra que esta capacidad se refiere a intercambios físicos y que la capacidad comercial es inferior debido a que parte de la capacidad de interconexión ha de dedicarse a cumplir objetivos de seguridad. Según los datos que REE ha aportado al expediente, a solicitud del Tribunal, la capacidad comercial disponible de las interconexiones es de



750MW/650MW con Portugal, 350MW/300MW con Marruecos, y 1100MW/1000MW con Francia, lo que representa el 1,7 %, el 0,8 % y el 2,5 % de la capacidad instalada en régimen ordinario en España, respectivamente. Hay que tener en cuenta, también, que éstas últimas cifras se refieren a la capacidad máxima que podría garantizarse a los intercambios comerciales en cualquier franja horaria. En efecto, esta capacidad puede aumentar según disminuye la demanda ya que hay más margen para cumplir los criterios de seguridad y, por lo tanto, las posibilidades de comercio diferenciado podrían ser, según la CNE, más elevadas según tipos de bloques horarios. Esta realidad en nada contribuye a que aumenten los posibles oferentes en las horas en las que interesaría al mercado, esto es, en las horas punta, ya que es cuando mayores problemas de sobrecargas y subtensiones existen en la red española. En resumen, la capacidad total de importaciones que se puede producir como máximo en las horas de mayor demanda en España apenas supone el 6% de su capacidad instalada en condiciones de presentar ofertas al sistema y no existen perspectivas de incrementar la capacidad actual.

- La energía generada por el régimen ordinario en el año 1999 fue de 165.263 Gwh y la energía importada de 8.213 Gwh; es decir, el 5%. Estas importaciones procedieron de Francia (6.862 Gwh) y de Portugal (1.351 Gwh).
- El acuerdo entre los gobiernos de España y Portugal pone de manifiesto la intención de facilitar que empresas españolas operen en Portugal y viceversa, pero no puede inferirse de ello la intención, al menos en el corto plazo, de la creación de un mercado único de sistema de ofertas en el que concurren las unidades de generación presentes en Portugal y en España. Es decir, no existen indicios de la creación de un “pool ibérico” al estilo del que actualmente opera en los países nórdicos.

En conclusión, este Tribunal considera que, dada la actual estructura del sistema de ofertas mediante el que se produce la energía eléctrica en España, la ausencia de generadores externos compitiendo en dicho sistema, la escasa interconexión comercial que existe y las escasas perspectivas de aumentar esa conexión, en concreto con Francia, el mercado afectado por la presente operación es el **mercado peninsular nacional**.

Existe un acuerdo firmado entre Iberdrola y Electricidad de Portugal, notificado ante la Comisión Europea y sin pronunciamiento alguno de ésta hasta el momento, que comprende el intercambio accionario correspondiente al 2.25 % del capital de éstas empresas y el correspondiente nombramiento en los consejos de administración de un representante respectivamente. Además de

este intercambio, se establece un Acuerdo de Cooperación que afectará prácticamente a todas sus actividades actuales. La CNE, en el informe emitido como resultado del análisis de este pacto, consideró que éste sería claramente negativo desde el punto de vista de la competencia. En este informe se estima que el 42 % de la generación instalada en la península sería de Iberdrola+Electricidad de Portugal, y del 36% si se considerase la energía generada.

De los hechos contrastados hasta la fecha, y considerando la evolución futura del mercado eléctrico, no cabe descartar la formación en el futuro de un único mercado en el que concurren todos los generadores de la Península Ibérica, lo cual llevaría a definir el mercado afectado por la operación como el mercado peninsular (o mercado ibérico). Sin embargo, no hay ningún indicio de que las intenciones de los gobiernos peninsulares vayan más allá de crear un contexto en el que las empresas de ambos países puedan operar en sendos mercados, lo que no implica la creación de un mercado único peninsular. Cabe, además, mencionar que si el pacto de Iberdrola y Electricidad de Portugal se materializa como está diseñado en la actualidad, el análisis desde el punto de vista de la competencia diferiría poco en el caso de considerar el mercado afectado como el peninsular, toda vez que habría que considerar a Electricidad de Portugal, no como un competidor, sino como una ampliación del tamaño de Iberdrola, por lo que la consideración del mercado peninsular como relevante no afectaría a las conclusiones del análisis.

## **5. CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURAS DE LOS MERCADOS AFECTADOS**

### **5.1. Generación.**

La característica más destacada del sector eléctrico español desde el punto de vista de análisis de la competencia es su elevado grado de concentración. Según se indica en los cuadros 3 y 4, las dos primeras empresas del sector, Endesa e Iberdrola, poseen, respectivamente, el 44% y el 31,5% de la potencia instalada, y proporcionaron el 47,6% y el 27,1%, respectivamente, de la producción sujeta a Régimen Ordinario en 1999. Otros dos grupos, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, poseen el 10% y el 3% de la potencia instalada, y proporcionan en torno al 12,8% y al 6,6% de la producción, respectivamente. Una gran proporción del resto de la potencia y de la producción del mercado nacional peninsular -aproximadamente el 10,6% y el 11,2%, respectivamente- corresponde a la generación realizada bajo el denominado "Régimen Especial", es decir, mediante cogeneración o utilización de energías renovables, que, como antes se ha mencionado, no es susceptible de influencia en los precios de mercado en la medida en que su producción tiene



prioridad absoluta en el orden de despacho y se vende a precios regulados que incluyen un fuerte elemento de subvención. Las cuatro grandes empresas eléctricas poseen, individualmente o en colaboración con otros socios de dentro o fuera del sector, buena parte de la capacidad instalada sujeta a dicho régimen.

### CUADRO Nº 3

#### POTENCIA INSTALADA POR EMPRESAS Y FUENTES DE GENERACIÓN. Diciembre 1999. GWh

EMPRESA/FUENTE	HIDRÁULICA	CARBÓN	FUEL-GAS	NUCLEAR	TOTAL
G. ENDESA	6.048	6.461	3.990	3.518	20.017
IBERDROLA	8.333	1.217	3.277	3.254	16.080
UNIÓN FENOSA	1.733	1.986	784	749	5.252
HIDROCANTÁBRICO	410	1.574	13	165	2.162
<b>TOTAL*</b>	<b>16.524</b>	<b>11.238</b>	<b>8.214</b>	<b>7.686</b>	<b>43.662</b>

Incluye la contribución de ELCOGAS

Fuente: Red Eléctrica de España

### CUADRO Nº 4

#### PRODUCCIÓN POR EMPRESAS Y FUENTES DE GENERACIÓN. Diciembre 1999. GWh

EMPRESA	HIDRÁULICA	CARBÓN	FUEL-GAS	NUCLEAR	GWh	CUOTA
IBERDROLA	10.208	7.138	4.966	24.550	82.442	49,88%
GRUPO. ENDESA	9.894	41.419	3.403	27.727	46.861	28,35%
UNIÓN FENOSA	3.226	12.664	960	5.449	22.299	13,43%
HIDROCANTÁBRICO	843	11.096	47	1.126	13.111	7,93%
<b>TOTAL*</b>	<b>24.171</b>	<b>72.315</b>	<b>9.925</b>	<b>58.853</b>	<b>165.263</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Red Eléctrica de España

\* Incluye la contribución de ELCOGAS

La oferta de importaciones es muy limitada. La capacidad de la actual interconexión con Francia, una vez descontada la necesaria para el apoyo mutuo de los sistemas español y francés necesario por razones de seguridad de suministro, es de unos 700-800 MW. Las importaciones netas sólo suponen alrededor de un 5% de la demanda, y su crecimiento está muy limitado por las dificultades de expansión de la capacidad de interconexión con Francia.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Ver apartado sobre barreras de entrada del presente informe.

**CUADRO Nº 5**  
**INTERCAMBIOS INTERNACIONALES. 1999. GWh**

	<b>IMPORTACIÓN</b>	<b>EXPORTACIÓN</b>	<b>SALDO <sup>(1)</sup></b>
FRANCIA	6.862	0	6.862
PORTUGAL	1.351	510	841
ANDORRA	0	219	-219
MARRUECOS	0	1.814	-1.814
<b>TOTAL</b>	<b>8.213</b>	<b>2.543</b>	<b>5.670</b>

Fuente: Red Eléctrica de España. Operación del Sistema Eléctrico. Informe 1999

<sup>1</sup> Saldo importador (positivos), saldo exportador (negativos)

Las elevadas cuotas de mercado de las dos empresas eléctricas líderes del mercado de generación en Régimen Ordinario sugieren una posible capacidad de influencia sobre el precio de oferta del *pool*, cuyo análisis requiere tomar en consideración las normas del despacho centralizado, especialmente en relación con la determinación del orden de preferencia de producción de las distintas centrales en función del coste marginal en los distintos periodos horarios de la demanda. La aplicación de este criterio implica que la fijación de precios de oferta en el *pool* para los distintos periodos horarios está condicionada en gran medida por las diferencias entre las distintas tecnologías de generación utilizadas por las centrales que conforman la potencia instalada del sistema. En general, y como consecuencia de las características de estas distintas tecnologías de producción, las centrales de carbón suelen fijar precios predominantemente en los periodos de horas valle de la demanda, en tanto que las centrales hidroeléctricas de regulación suelen dominar en las horas punta. En consecuencia, y dado que Endesa proporciona en torno al 57% de la generación con carbón, e Iberdrola es claramente la empresa eléctrica dominante en generación hidráulica regulable, ambos grupos suelen liderar la fijación de precios marginales en el mercado. Los datos indicados en el Cuadro nº 6 muestran que en 1999 las centrales de Endesa e de Iberdrola proporcionaron la capacidad marginal la mayor parte del tiempo en todos los periodos horarios de la demanda.

**CUADRO Nº 6**  
**DISTRIBUCIÓN POR AGENTES DE LAS CENTRALES QUE HAN FIJADO EL**  
**PRECIO MARGINAL. 1999**

PERÍODO	ENDESA	IBERDROL	UEF	HC	UEF+HC
		A			
1	40%	39%	13%	4%	17%
2	40%	39%	12%	4%	16%
3	55%	29%	12%	2%	13%
4	58%	27%	13%	1%	14%
5	54%	32%	12%	1%	13%
6	49%	25%	9%	2%	11%

(1) Los porcentajes indican el número de horas en que las unidades de un determinado titular contribuyen a fijar el precio marginal. Dado que diversas unidades de diversos agentes pueden hacerlo simultáneamente, los porcentajes no suman 100.

Fuente: Datos OMEL; análisis CNE.

El dominio de la capacidad marginal por las dos primeras en generación no implica necesariamente su uso estratégico para influir sobre el precio de oferta, pudiendo, incluso, argumentarse como señala el notificante<sup>7</sup> que, a estos efectos, el análisis debería tener en cuenta la diferente medida en que las centrales que utilizan distintas tecnologías de generación son susceptibles de ser “retiradas” de la oferta al mercado. La CNE ha decidido, sin embargo, no examinar esta materia en términos de cuotas de capacidad “retirable” o “no retirable”, dada la complejidad que diversos aspectos del funcionamiento en la práctica del sistema español introducen en este tipo de análisis<sup>8</sup>. La capacidad de presión de estas empresas sobre los precios del *pool* ha sido confirmada, por otra parte, en el informe elaborado sobre esta materia por un consultor independiente para la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico<sup>9</sup>, una de cuyas conclusiones es que tanto Endesa como Iberdrola tienen capacidad para ejercer poder de mercado, por sí solas o a través de colusión tácita.

Existen asimismo indicios de que ambas eléctricas han podido ejercer de hecho dicho poder de mercado en el pasado. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico examinó la participación de Endesa e Iberdrola en varios “episodios anómalos” de movimientos de precio registrados en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema durante los nueve primeros meses de funcionamiento del mercado mayorista en 1998<sup>10</sup>. En dicho año quedaron, además, parados grupos generadores que, dados sus costes de combustible, hubiese sido rentable tener en funcionamiento a

<sup>7</sup> NERA, *ibidem*.

<sup>8</sup> CNE, *ibidem*.

<sup>9</sup> London Economics “El sector eléctrico español. Análisis de poder de mercado”. Informe elaborado para la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. Febrero de 1999.

<sup>10</sup> Informes de referencia P 004/99 y P 005/99 aprobados por el Consejo de Administración de la CNSE el 28 de julio de 1999.

los precios registrados en el mercado. En general, la CNSE ha achacado estos resultados a la insuficiente experiencia de las eléctricas respecto al nuevo funcionamiento del mercado. Otros analistas han interpretado, sin embargo, las “guerras de precios” registradas en 1998 como el mecanismo de reajuste de la coordinación de comportamientos de Endesa e Iberdrola que se produce cuando ninguna de estas empresas consigue alcanzar su posición idónea en cuanto a precios y cuotas de mercado<sup>11</sup>. Mas recientemente, en el primer trimestre del año en curso, y a instancias del MINER, la CNE ha abierto una nueva investigación sobre las causas del aumento de alrededor del 18% registrado por el precio del *pool* durante dicho período, con objeto de averiguar si puede deberse en parte a manipulación de precios dirigida, entre otros objetivos, a prevenir el ejercicio por parte de los clientes cualificados de ejercer su derecho de elección de suministrador.<sup>12</sup>

## 5.2. Mercado mayorista

Las ventas al mercado mayorista organizado se indican en el Cuadro nº 7. En cuanto a la demanda, las cuatro primeras empresas eléctricas controlan asimismo el 99% de las compras de energía eléctrica en este mercado, a través del cual se canaliza la casi totalidad de la electricidad vendida al consumo final, y al que, según la normativa vigente, pueden acudir las distribuidoras, así como las comercializadoras, los agentes externos reconocidos y los clientes cualificados. Como se indica en el Cuadro 8, en 1999 el conjunto de compras por agentes externos, clientes cualificados y comercializadoras independientes de los cuatro grandes grupos eléctricos representa menos del 1% del total.

### CUADRO Nº 7

#### VENTAS NETAS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 1999. Porcentajes.

Agente Generador	Ventas totales netas de energía		Ingresos por ventas netas totales	
	GWh	Cuota (%)	MPTA	Cuota (%)
G. ENDESA	77.481	47,6%	358.314	47,5%
IBERDROLA	44.013	27,1%	209.633	27,8%
U FENOSA	20.658	12,7%	96.544	12,8%
H. CANTÁBRICO	11.160	6,9%	49.924	6,6%
ELCOGÁS	1.063	0,7%	4.418	0,6%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	8.250	5%	35.959	4,7%

Fuente: Comisión Nacional de la Energía

<sup>11</sup> London Economics, 5ibidem.

<sup>12</sup> EXPANSION, de 27 de marzo de 2000 y EL PAIS, de 24 de abril de 2000 .

**CUADRO Nº 8**  
**COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO MAYORISTA ORGANIZADO. 1999.**  
**Porcentaje**

<b>EMPRESA ELÉCTRICA</b>	<b>PORCENTAJE DEL TOTAL DE COMPRAS</b>
G. ENDESA DISTRIBUCIÓN (clientes a tarifa)	31,8%
ENDESA COMERCIALIZACIÓN	8,0%
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN (clientes a tarifa)	33,6%
IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN	7,0%
UEF DISTRIBUCIÓN (clientes a tarifa)	12,1%
UEF COMERCIALIZACIÓN	1,8%
HC DISTRIBUCIÓN (clientes a tarifa)	4,2%
HC COMERCIALIZACIÓN	0,6%
Otros	0,9%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>

Fuente: Comisión Nacional de la Energía

La comparación de los cuadros 7 y 8 muestra, por otra parte, la similitud entre las cuotas de mercado de cada uno de los cuatro grandes grupos en estas ventas y las compras de energía eléctrica. La magnitud exacta puede variar de un año a otro en función, entre otros factores, de las diferencias interanuales de la hidraulicidad, pero el orden de magnitud de las cuotas correspondientes a los distintos operadores permanece estable. En 1999, las compras de Endesa representaron alrededor del 41% del total, las de Iberdrola- en un año que resultó ser particularmente seco- alcanzaron también el 40%, Unión Fenosa compró casi un 15% e Hidrocantábrico cerca del 5%.

### **5.3. Distribución y Comercialización**

El mercado minorista incluye las ventas de las distribuidoras a los consumidores sujetos a tarifa, que suponen un 81,7% del total, y las de las comercializadoras a clientes cualificados que han optado por suministrarse a precio libre. En el cuadro 9 puede observarse que las cuotas de mercado de cada una de las cuatro grandes eléctricas en distribución son muy similares a las de producción, como cabría esperar dada la integración vertical que ha caracterizado tradicionalmente la estructura de los grupos eléctricos españoles.

**CUADRO Nº 9**  
**CUOTA DE MERCADO EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN. 1999.**  
**Porcentaje.**

<b>EMPRESA</b>	<b>CUOTA DE MERCADO</b>
IBERDROLA	41,2%
G. ENDESA	38,9%
U. FENOSA	14,8%
H. CANTÁBRICO	5,1%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Comisión Nacional de Energía

La comercialización muestra también una estructura empresarial similar a la distribución, así como la prácticamente irrelevante participación de los nuevos operadores, entre los que se incluyen algunos de nacionalidad extranjera, cuya cuota de mercado conjunta es del 0,2%.

**CUADRO Nº 10**  
**CUOTA DE MERCADO EN LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN. 1999.**  
**Porcentaje.**

<b>EMPRESA</b>	<b>CUOTA DE MERCADO</b>
IBERDROLA	40,0%
G. ENDESA	46,0%
U. FENOSA	10,3%
H. CANTÁBRICO	3,5%
OTROS	0,2%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Los precios de consumo final sujeto a tarifa, que todavía constituye alrededor del 87% del total, han disminuido sensiblemente desde mediados de la década de los años 90. En opinión de algunos analistas<sup>13</sup>, esta evolución es consecuencia, fundamentalmente, de factores distintos a la liberalización del sector, entre los que destacan el impacto de la caída de los tipos de interés sobre los costes de las eléctricas. El peso de los precios de la electricidad en el Índice de los Precios al Consumo ha contribuido asimismo a acelerar en los últimos años la disminución de las tarifas reguladas, con objeto de reducir las presiones inflacionistas.

La determinación de estas tarifas por decisión de Consejo de Ministros, que establece la normativa todavía vigente, permite aun amortiguar, en todo caso, el impacto que los aumentos del precio del mercado mayorista producidos por un eventual ejercicio del poder de mercado de las eléctricas podrían tener sobre la gran mayoría de los consumidores finales. Por otra parte, los

<sup>13</sup>OECD." Regulatory Reform in the Electricity Industry:Spain".October 1999.

incentivos a ese ejercicio del poder de mercado están restringidos todavía por la asignación de los Costes de Transición a la Competencia (CTCs) entre los distintos operadores a través del método de diferencias que penaliza el establecimiento de dicho precio en cotas superiores a 6 pts.

Debe destacarse, sin embargo, que la progresiva liberalización del sector, así como la posible titulación de los CTCs -que eliminaría el actual desincentivo a que el precio del mercado mayorista sobrepase un determinado nivel- hacen especialmente necesaria y urgente la imposición de límites a la concentración del mercado. El calendario de liberalización, indicado en el cuadro 11, prevé que todos los consumidores finales podrán elegir suministrador dentro de siete años, si bien existen diversas indicaciones de que esta fecha límite del año 2007 podría adelantarse al 2004. En el mercado totalmente liberalizado, el impacto de eventuales aumentos del precio del *pool* sobre los precios de consumo final estaría amortiguado todavía por la persistencia en estos últimos de diversos componentes regulados, tales como las tarifas de acceso a las redes de distribución y de transporte y la repercusión de diversos costes específicos del sistema eléctrico nacional (subvenciones al carbón nacional, moratoria nuclear, etc.), pero la posibilidad de repercusión será mucho mayor.

**CUADRO Nº 11**  
**CALENDARIO PREVISTO DE LIBERALIZACIÓN DEL CONSUMO DE**  
**ELECTRICIDAD**

<b>FECHA</b>	<b>CONSUMO ANUAL (GWh)</b>	<b>Nº DE CONSUMIDORES</b>	<b>ENERGÍA ELEGIBLE (GWh)</b>	<b>CUOTA DE MERCADO</b>
1 enero 1998	>15	558	40.235	26.5%
1 enero 1999	>5	1.926	51.380	34%
1 abril 1999	>3	3.254	56.549	37%
1 julio 1999	>2	4.106	60.011	39%
1 octubre 1999	>1	8.274	65.011	43%
1 julio 2000	> 1Kv	61.000	78.880	53%
1 enero 2007		19.7 millones	168.000	100%

Fuente: Comisión Nacional de la Energía



## 6. BARRERAS DE ENTRADA

El nivel de competencia efectiva en un mercado no viene determinado sólo por sus variables estructurales como las cuotas de mercado, ni siquiera tampoco por el nivel de concentración que marquen los distintos índices utilizados. La función de los órganos de defensa de la competencia en materia de concentraciones económicas es prevenir aquellos cambios estructurales que confieran a los operadores del mercado una posición de dominio, ya sea conjunta, individual o colectiva, de la que pueda abusarse. Esto es, se trata de evitar situaciones en las que la reducción de la competencia provocada por la operación no pueda ser restablecida por el propio funcionamiento del mercado. Por ello es necesario analizar si el mercado es o no contestable. Los factores que llevan a concluir que un mercado es contestable se centran en estudiar la existencia de barreras de entrada. A continuación se detallan las cuestiones que este Tribunal ha considerado susceptibles de ser consideradas como barreras de entrada.

### 6.1. Riesgo Regulatorio

La CNE reconoce que aunque la legislación en materia eléctrica es una de las más avanzadas de los sistemas eléctricos de su entorno, existen aún ciertas carencias. En concreto, afirma que *“El riesgo regulatorio, sea por carencias o por impredecibilidad de los cambios, actúa como barrera de entrada, siendo un factor que disminuye la apertura a la competencia de nuestro sistema.*

*Tal es el caso, por ejemplo, de la falta de explicitación de la metodología que acompaña al diseño de las tarifas integrales, de las tarifas de acceso, de la garantía de potencia, etc. que impide conocer, no sólo si son o no razonables los valores de los precios propuestos sino, sobre todo, cuando, como, y porque serán modificadas.”*

Continúa la CNE diciendo que: *“Existen también algunos otros problemas, ..., que pueden estar afectando como barrera de entrada, al desarrollo eficaz de las actividades competitivas de comercialización y generación. El principal de ellos es el retraso en la aprobación de la normativa que regula el transporte, la distribución, las condiciones de acceso, la comercialización, los procedimientos de autorización, etc., así como la nueva normativa sobre puntos de medida que permita que la apuesta por la liberalización se pueda llevar a cabo en la práctica”.*

Estas cuestiones han sido asimismo denunciadas por potenciales entrantes en el sistema eléctrico español, centrándose en aquellas materias que afectan a la instalación de nuevos generadores y al acceso a las infraestructuras de transporte.

En relación con la nueva generación, la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, derogó el sistema concesional que hasta el momento operaba a la hora de instalar unidades de generación de energía eléctrica, pasando a un régimen de autorización administrativa reglada. Por lo tanto, no puede decirse, en principio, que existan barreras a la entrada de nuevos operadores mediante nuevas instalaciones de unidades de generación. Sin embargo, si bien la filosofía de la Ley se basa en permitir el acceso libre a la generación, la realidad muestra una situación distinta. La solicitud de autorización de una nueva instalación requiere una Declaración del Impacto Medioambiental, y, en algunos casos, el Ministerio de Medio Ambiente ha demorado en más de diez meses dicha declaración, según manifiesta AES Energía Cartagena, S.R.L.

Asimismo, parecen estar produciéndose demoras en la concesión de acceso de terceros a las redes de transporte de electricidad, y de gas natural, por REE y ENAGAS, respectivamente.

## **6.2. Escasa capacidad de interconexión con otros sistemas**

El sistema de funcionamiento de generación de energía eléctrica descansa en el hecho de poder ofertar al *pool* mediante el mecanismo de la libre competencia. Los oferentes pueden realizar sus pujas con energía procedente de unidades de generación localizadas en el territorio español o con energía procedente de sistemas externos, mediante importaciones. La energía importada compite en el *pool* de la misma manera que la energía generada por el sistema. En resumen, la competencia a los operadores ya existentes en el sistema español podría venir no sólo de los nuevos generadores sino también de los importadores. Ésta vía permitiría, además, acelerar la introducción de competencia, dado que no habría que esperar varios años como en el caso de las nuevas centrales.<sup>14</sup>

Según un estudio de la CNE<sup>15</sup>, la capacidad comercial de intercambios internacionales se situó, en el verano de 1999, en unos 1700-1800 MW, por lo que no supera el 6% de la demanda punta del sistema. Esto es debido a que aunque la capacidad real es muy superior, una parte importante de la misma se reserva por motivos de seguridad. Esta escasa capacidad de intercambios

---

<sup>14</sup> Hasta el año 2002 no es previsible que entre en funcionamiento la única central en construcción de operadores nuevos, cinco años después de abrir el mercado a la competencia.

<sup>15</sup> El Funcionamiento del Mercado Eléctrico en el año 1998. Aprobado por el consejo de Administración el 18 de enero de 2000.

comerciales está cubierta además, en gran medida por el contrato a largo plazo que REE mantiene con EdF. En éste estudio, afirma la CNE que *“La capacidad de la interconexión, en su estado actual, debe observarse más desde su contribución cualitativa, a la seguridad del sistema sobre todo, que desde su potencial para permitir una auténtica integración del mercado español en el mercado europeo”*.

Continúa el estudio diciendo que *“En efecto, la capacidad comercial de interconexión con Francia, una vez excluidas las reservas por motivo de seguridad, se limita en los periodos analizados a un máximo de 700-900MW dependiendo de las condiciones de explotación de los sistemas español y francés. La interconexión con Portugal, permitiendo, en determinados momentos, unas transacciones de mayor volumen que la interconexión con Francia está también muy afectada por las condiciones de explotación de ambos países, así como por el hecho de que Portugal constituye un sistema de tamaño muy inferior. La interconexión con Marruecos funciona, en la práctica y en el corto y medio plazo, en un solo sentido, al ser éste país un importador de energía. Por último la interconexión con Andorra es de muy escasa capacidad, comparada con las otras analizadas, dado el propio tamaño de su sistema”*.

Las posibilidades de ampliación de las redes de interconexión con Francia en un futuro inmediato son prácticamente nulas, ya que un contencioso notable con Francia, en parte provocado por grupos ecologistas, mantiene totalmente paralizados desde hace tiempo los proyectos técnicos que en su día elaboró REE.

El resultado de ésta escasa interconexión comercial es que, de todas las importaciones realizadas durante 1998, el 98% correspondieron a los contratos a largo plazo con EdF. En el período de enero a septiembre de 1999 esta cifra se ha reducido hasta casi un 60%, y aunque indica un avance significativo no hay que olvidar que en términos de la energía demandada no supone más del 4,5%. El resto de las importaciones se han realizado en interconexión con Francia y con Portugal, siendo sus operadores la compañía belga Electrabel (desde diciembre de 1998); el operador del sistema portugués REN (desde la primavera de 1999, aunque su objetivo es el de gestionar excedentes o déficits de su sistema) y el operador del mercado francés, EdF (desde el verano de 1999). Por el contrario, otros agentes autorizados a operar, como ONE, el operador del sistema marroquí; ENRON Energie GMBH, importaciones y exportaciones desde Alemania; Eastern Group, operaciones desde el Reino Unido y AARE TESSIN Ltd, desde Suiza, no han actuado, durante el período analizado, según el estudio de la CNE, en ningún intercambio del mercado mayorista.

Este estudio, resume finalmente diciendo que: *“En definitiva, el marco regulatorio español es uno de los más liberalizados y abiertos dentro del contexto europeo. No obstante, la limitación impuesta por la capacidad física de las interconexiones frena la participación de los intercambios internacionales en el mercado de producción.”*

### **6.3. Acceso a activos estratégicos**

El informe citado realizado por London Economics en el año 1999 considera la existencia de una serie de “activos estratégicos” que, estando en manos de los operadores ya existentes en el mercado, se constituyen como barreras de entrada para los nuevos operadores interesados en actuar en el mercado español. Estos activos los cataloga en las siguientes categorías:

- **Acceso a emplazamientos:** Dentro del cumplimiento de los requisitos de seguridad e impacto medioambiental, que ha de resolver el regulador, la selección de los emplazamientos de centrales de generación eléctrica responde fundamentalmente a criterios de eficiencia económica, tales como el que requiera pocas inversiones en infraestructuras de acceso, que se encuentre cerca de las instalaciones necesarias para el aprovisionamiento de combustible (proximidad a puertos, plantas de regasificación, conexión a gasoductos, etc.) y cuente con un acceso a las redes de transporte de alta tensión que no suponga restricciones a la hora de operar las centrales.

El número de emplazamientos que reúne simultáneamente todos estos requisitos es escaso, y por lo tanto, susceptible de constituirse como una barrera de entrada para los nuevos operadores. Esto por dos razones, la primera, si no llegase a encontrar un emplazamiento que cumpla con los requisitos exigidos por el regulador. La primera porque los emplazamientos existentes requieren un volumen de inversiones que repercutirá negativamente en los niveles competitivos de la energía generada.

La propiedad de algunos de estos emplazamientos puede considerarse una barrera de entrada de acuerdo con la definición de Stigler, ya que las privilegiadas condiciones que ofrecen esos emplazamientos no podrían, de hecho, ser reproducidas en la actualidad, ni siquiera a mayores costes de los que en el pasado podrían haber soportado los ya instalados.

El notificante considera que éstas supuestas ventajas, así como las que se derivarían de tener contratos de gas en condiciones de privilegio, no pueden ser atribuidas a “una estrategia corporativa de erección de barreras de entrada”. El hecho de que estas barreras no se hayan erigido con dicha finalidad, ni con acuerdo corporativo, no desvirtúa la realidad de su existencia.

Es cierto que no todos los posibles emplazamientos deben estar agotados, a juzgar por la treintena de solicitudes de instalación de ciclo combinado. Ahora bien, de éstas solicitudes destaca que en Escombreras (Murcia) se hayan solicitado 3.600 MW repartidos entre AES, Iberdrola, OGDEN y REPSOL-BP, y que Iberdrola cuente ya con un emplazamiento en el que dispone de cinco grupos de Fuel/Gas. Iberdrola y Unión Fenosa ha solicitado también un grupo en Aceca (Toledo), donde ya operan dos grupos de Fuel/Gas. También en Santurce Iberdrola reconvertirá la central Gas /Fuel a ciclo combinado. ENDESA ha solicitado grupos de ciclo combinado en Puentes de García Rodríguez (Coruña) donde ya operan cuatro grupos de Lignito y en la mayoría de las centrales de Fuel/Gas de su filial Sevillana, como es el caso de Cristóbal Colón (Huelva), Algeciras, Cádiz y Málaga. En resumen, más del 40% de la nueva capacidad en ciclo combinado se situaría, según las actuales solicitudes, en ubicaciones ya existentes de los grupos empresariales que operan actualmente en generación. Por lo tanto no puede concluirse que las nuevos entrantes estén en igualdad de condiciones con los operadores ya establecidos, ya que sin duda será, cuanto menos, más rápida la aprobación de instalaciones sobre emplazamientos ya existente, puesto que el impacto medioambiental no es nuevo y no requerirá el mismo análisis que un nuevo emplazamiento.

- Acceso a recursos hidroeléctricos: la posesión de centrales de generación hidráulica supone, una ventaja marginal considerable sobre los costes. Es un hecho que las posibilidades de nueva explotación de recursos hídricos en España con fines eléctricos son muy reducidas, ya que la mayoría de las condiciones geográficas económicamente viables están ya explotadas.
- Acceso a combustibles: las posibilidades reales de que los nuevos entrantes dispongan de gas natural para sus nuevas instalaciones en condiciones competitivas dependerá de dos factores. Primero, han de ser capaces de obtener precios de suministro competitivos y, evidentemente, esta cuestión dependerá del poder de negociación que tenga cada empresa generadora, algo que no puede ser considerado como una barrera de entrada. Pero, en segundo lugar, se precisa que todos los consumidores eléctricos de gas natural tengan las mismas

posibilidades de acceso a la infraestructura de transporte de gas natural; esto es, igualdad de trato en el acceso al gasoducto, a las plantas de regasificación y a las instalaciones de almacenamiento. Cualquier trato discriminatorio en este sentido distorsiona las condiciones de competencia. La realidad es que toda esta infraestructura pertenece al Grupo Gas Natural, que, a su vez, está intentando entrar, en colaboración con Endesa, en el mercado de la generación de energía eléctrica, por lo que existe un claro incentivo a dificultar el acceso de sus competidores a la citada infraestructura. Este hecho puede verse agravado si los actuales generadores de energía eléctrica pasan a ser accionistas de la nueva empresa segregada de Gas Natural, que ostentará todos los activos ligados al almacenamiento, regasificación y transporte de gas natural.

En el informe señalado se incluyen también las siguientes posibles barreras de entrada:

- Restricciones de transporte: algunas actuales ubicaciones podrían sacar partido de las restricciones de transporte que se produzcan de forma natural o incluso forzar la existencia de dichas restricciones para imponérselas a las demás.
- Derechos contractuales heredados: *“Los contratos –o, de hecho, el grado de integración vertical- pueden propiciar que los agentes que ya están en el mercado adopten una posición de manifiesta indiferencia frente al nivel de los precios al contado en el mercado mayorista, al disponer de un mecanismo de costes bajos que disuadiría a los nuevos entrantes y que probablemente les obligaría a soportar cierta exposición al precio al contado”.*

#### **6.4. Costes de instalación/Diversificación del parque de generación**

Las inversiones en centrales de generación de energía eléctrica se caracterizan porque requieren un considerable volumen de recursos financieros, sus periodos de construcción duran varios años (el más corto es el que se emplea en centrales de ciclo combinado y no supone menos de tres años), los periodos de maduración son largos (la vida útil de las centrales térmicas se fija en unos 25-30 años y en 60 en el caso de las centrales hidráulicas) y los precios de los combustibles están sujetos a las fluctuaciones de los mercados internacionales. Todo esto hace que la aparición de nuevas tecnologías o las variaciones relativas de los precios de los combustibles puedan ocasionar la aparición de costes hundidos en éstas inversiones. En resumen, se trata de inversiones sujetas a un alto nivel de incertidumbre en



cuanto a la evolución de sus variables básicas, y por lo tanto sometidas a un considerable riesgo. Esto hace que el grado de contestabilidad en el mercado de generación esté considerablemente limitado. A este respecto es significativo que la primera central construida por un operador nuevo (Enron en Arcos (Cádiz), central de ciclo combinado), bajo la nueva LSE en vigor desde enero de 1998, no entrará en funcionamiento previsiblemente hasta el año 2002.

Evidentemente, el riesgo asociado a la incertidumbre también afectará a los operadores existentes, aunque éste será tanto menor cuanto mayor sea la independencia de los generadores respecto a la variabilidad de los precios de los combustibles, a las inversiones pendientes de amortizar o a la mayor diversificación de sus actividades. En este sentido es razonable pensar que quienes poseen un parque diversificado desde el punto de vista tecnológico, tienen amortizadas una parte importante de sus inversiones y tiene garantizadas la recuperación de sus inversiones pasadas (los CTCs han impedido la existencia de costes hundidos) enfrentándose, pues, a un riesgo mucho menor que quien carece de esta situación de partida. Por lo tanto, las propias características del sector, junto con una todavía incompleta regulación de apertura a la competencia, confiere unas ventajas competitivas a los operadores existentes. Dicho de otra forma, la diversificación de las tecnologías de producción reduce el riesgo frente a las variaciones en el precio del gas permitiendo un comportamiento más flexible en las ofertas que se realicen al *pool*.

Los nuevos operadores sólo pueden establecerse con centrales de ciclo combinado, puesto que el riesgo de acometer la construcción de centrales de carbón es, en estos momentos, muy superior. Estos nuevos entrantes necesitarán, para la amortización de sus centrales, conseguir tenerlas en producción el mayor número posible de horas, lo que a su vez implica la renuncia a cualquier estrategia para fijar precios en el sistema de ofertas. Este hecho se agrava ante la existencia de las cláusulas “take or pay<sup>16</sup>” a las que, en general, están sometidos los contratos de suministro de gas. Estas cláusulas son las que hacen que estas centrales se consideren como centrales “no retirables”, en la terminología del informe presentado por los notificantes, y que, en su opinión, no puedan, por lo tanto, ejercer poder de mercado.<sup>17</sup>

---

<sup>16</sup> Las cláusulas “take or pay” obligan al comprador de gas natural a retirar las cantidades comprometidas en el contrato con el suministrador. En caso de no retirar el gas están obligados a pagarlo igualmente. Esta restricción no opera con ningún otro combustible empleado para la generación de energía eléctrica

<sup>17</sup> Informe de Nera, op. cit

Si éstos dispusieran de un parque más diversificado podrían emplear otras tecnologías, como el carbón, para intentar fijar precio y obtener así la retribución para todo su parque al precio por ellos determinado en el *pool*, tal y como en estos momentos sucede con los operadores existentes.

El notificante, a través del Informe de NERA citado, considera que *“La supuesta ventaja asociada a la posesión de un parque de generación diversificado que permita una mejor gestión de los riesgos asociados, ni es tan importante como para constituir una barrera de entrada, ni debería ser perseguida por las autoridades de defensa de la competencia”*. El Tribunal considera que esta diversificación del parque de generación puede constituirse como barrera de entrada en tanto dicha diversificación suponga un freno a los potenciales entrantes, ante la imposibilidad de llegar a obtener unos recursos de generación que les ofrezcan la misma cobertura del riesgo que la que disfrutaban sus competidores. En cualquier caso, el hecho de que las autoridades consideren la existencia de ciertas barreras de entrada no supone persecución alguna de las mismas. Lo que se persigue son las conductas prohibidas por la LDC, no la existencia de barreras de entrada.

## **6.5. Integración vertical**

La LSE establece que la actividad de comercialización y la de generación han de ser desempeñadas por empresas separadas jurídicamente del resto de las empresas que desempeñen actividades reguladas (transporte, distribución y gestión económica y técnica del sistema) si bien las empresas así constituidas pueden formar parte del mismo grupo empresarial. Con esta medida se pretende evitar la existencia de subsidios cruzados, ya que a nivel de empresa se impide que el coste de una determinada actividad se financie con los ingresos derivados de la prestación de otra, pero nada impide que las pérdidas de una empresa se cubran con los beneficios de otras empresas pertenecientes al mismo grupo, ni que el propio grupo presente su balance consolidado.

La integración vertical existe “de facto”. Las cuatro empresas de generación (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico), están presentes tanto en la distribución como en la comercialización. En esta última se encuentran activas mediante filiales cuya única actividad es la de comercialización. Es cierto, como señala el notificante, que la LSE obliga a que toda la energía intercambiada se negocie en el mercado organizado, prohibiéndose explícitamente la asignación directa de la energía generada en las centrales de un grupo empresarial determinado a la cobertura de demanda de los distribuidores o comercializadores del mismo grupo. Sin embargo, 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 y le haga incurrir en pérdidas, sin que este riesgo pueda tener cobertura alguna mediante las ganancias que una generadora asociada a ella habría obtenido de vender a esos precios altos la energía generable. Es más, los grupos empresariales que poseen tanto empresas de generación como de comercialización pueden no sólo cubrir sus riesgos en el segmento de la comercialización sino que pueden hallar incentivos a incrementar los precios del *pool* hasta un nivel que expulse a las comercializadoras no generadoras del mercado. Los precios del *pool* de los meses de marzo y abril pasados previsiblemente pueden haber generado pérdidas para todos los comercializadores, incluidos los de las empresas de generación. La diferencia está en que los generadores han obtenido con dichos precios unos ingresos “extras”, mientras que los demás no. Esta práctica, una vez ejecutada en la práctica, pasa de ser una posibilidad teórica a una amenaza creíble que sin duda desincentivará la entrada de otros comercializadores, al menos mientras no puedan tener el respaldo de una mínima generación que les cubra de los riesgos de incremento no previsibles del precio del *pool*.

En resumen, la participación en la oferta y en la demanda disminuye sustancialmente los riesgos asociados a la variabilidad del precio en el mercado mayorista, puesto que los menores beneficios que precios bajos del *pool* podrían acarrear a las empresas generadoras del Grupo son paralelamente compensados por los mayores beneficios que esa misma circunstancia proporciona a las distribuidoras y comercializadoras del mismo Grupo. La cobertura frente a este riesgo que permite la integración vertical es tanto más eficaz cuanto más similares son las cuotas de mercado que el Grupo ostente en generación y en demanda. La comparación de los Cuadros 4 y 9 muestra la situación a este respecto de las cuatro principales eléctricas del mercado español.

La barrera que supone la actual integración vertical no opera sólo en el sentido de dificultar la entrada en la comercialización a aquéllos que no dispongan también de generación, sino también a la inversa. Así, los nuevos generadores se enfrentan al riesgo de un precio de *pool* insuficiente para rentabilizar sus inversiones. En la medida que tengan a su vez comercialización los mayores márgenes que se producirían en esta actividad como consecuencia de reducción inesperada en el precio del *pool* servirían para enjugar las pérdidas en generación.

Una segunda consecuencia de esta integración vertical “de facto” son los problemas de información asimétrica a que se enfrentan los potenciales entrantes. Las distribuidoras existentes disponen no sólo de información sobre las cantidades consumidas por cada uno de los clientes, lo que equivale a saber quienes van entrando paulatinamente en la categoría de clientes

cualificados, sino que disponen además de las curvas de demanda de cada uno de ellos. Nada impide a las distribuidoras pasar esta información a las comercializadoras del grupo, otorgándole así una clara ventaja competitiva a la hora de diseñarles un contrato a la medida.

En el informe de la CNE, se destaca la ventaja de la forma en que Hidrocantábrico ha dado cumplimiento al requerimiento de la Ley 54/1997 de separar sus negocios regulados y no regulados indicando que la separación en dos sociedades distintas de sus actividades de producción y de comercialización, introduce mayor transparencia respecto a posibles transferencias de rentas entre ambos negocios. La CNE recomienda incluso la adopción de esta práctica por la empresa resultante de la fusión con Unión Fenosa, afirmando que:

*“Podría ocurrir que la pretensión de realizar una gestión integrada de la generación llevase, no sólo a fusionar las sociedades de ambos grupos que ejercen la producción de electricidad, sino también a que se extienda el modelo de UEF de integrar en esta fusión a la sociedad de HC que realiza la comercialización. En este caso solo existiría una empresa que ejercería de forma integrada las actividades de generación y de comercialización, lo que supondría una pérdida de nivel de transparencia (asumiendo que la separación contable es menos transparente que la jurídica), posibilitándose la aparición de políticas excesivamente agresivas en la actividad de comercialización (actividad en donde el margen es pequeño pero en la que existen menores barreras de entrada que en la actividad de generación), que recuperan sus posibles pérdidas con los beneficios obtenidos en la actividad de generación. El hecho de que en la empresa única se consolidase la información, impediría analizar este tipo de comportamientos de transferencia de rentas de una actividad a otra”.*

## **7. EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA.**

### **7.1. Generación**

La empresa resultante de la operación de concentración tendría una cuota de mercado en torno al 17% de la capacidad de generación de energía eléctrica, muy inferior a las de sus competidoras, Endesa (45,7%) e Iberdrola (36,6%), lo que reduce sensiblemente el riesgo de creación o refuerzo de posición dominante individual. En términos de ventas de energía eléctrica, las cuotas correspondientes serían 19,6% (UEF+HC) frente al 47,6% de Endesa y el 27,1% de Iberdrola.

Dado el elevado grado de concentración del mercado español, antes descrito, la adquisición de Hidrocantábrico por Unión Fenosa puede implicar sin embargo un alto riesgo de serio deterioro de las condiciones de competencia, a través de la creación o refuerzo de una posición de dominio colectivo de las tres empresas que conformarían la nueva estructura de dicho mercado. De realizarse, esta operación aumentaría el índice Herfindahl relativo a ventas de energía al *pool* en 167 unidades, alcanzando un nivel de 3376, en comparación con su valor actual de 3209. El resultado en relación con la capacidad de generación instalada sería similar. Según criterios del Departamento de Justicia y la Federal Trade Commission (FTC) de Estados Unidos en la materia, cuando el índice Herfindahl supera el nivel 1800 después de una operación de concentración, y esa operación ha dado lugar a un aumento de dicho índice superior a 100, puede presuponerse que la concentración ha creado o reforzado el poder de mercado.

---

**CUADRO Nº 12**  
**INDICADORES DE CONCENTRACIÓN EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN**  
**INSTALADA. 1999**

	<b>ANTES DE LA OPA</b>	<b>DESPUES DE LA OPA</b>
INDICE HERFINDAHL	3.594	3.713
Cuota de las 2 primeras empresas	82.3%	82.3%
Cuota de las 3 primeras empresas	94.3%	99.3%

Fuente: Comisión Nacional de la Energía

---

**CUADRO Nº 13**  
**INDICADORES DE CONCENTRACIÓN EN LA VENTA DE ENERGÍA. 1999**

	<b>ANTES DE LA OPA</b>	<b>DESPUES DE LA OPA</b>
INDICE HERFINDAHL	3.209	3.376
Cuota de las 2 primeras empresas	74.7%	74.7%
Cuota de las 3 primeras empresas	87.4%	94.3%

Fuente: Comisión Nacional de la Energía

La evaluación de la operación, según los criterios más recientes de las autoridades de competencia de la Comisión Europea, conduce a una conclusión similar. La concentración proyectada reduciría de cuatro a tres el número de operadores significativos de un mercado que presenta ya un elevado grado de concentración y en el que se han producido indicios de posible ejercicio del poder de mercado de los principales operadores. La decisión de la Comisión Europea, de 22 de septiembre de 1999, en el asunto

Airtours/Fist Choice ha prohibido una concentración que habría resultado en el control del 80% del mercado por los tres principales operadores, argumentando que la disminución de cuatro a tres del número de operadores habría reforzado las posibilidades de interacción estratégica entre ellos basada en el ejercicio de dominio conjunto, una opinión compartida por otros analistas<sup>18</sup>. Debe destacarse que, según la Comisión, no es necesaria la colusión explícita entre ellos para que pueda existir este dominio colectivo. El riesgo que se desea prevenir no es sólo la posibilidad de colusión explícita entre los participantes, sino el riesgo de que los participantes pierdan interés en ejercer una autentica competencia efectiva entre ellos, como consecuencia de que, en la nueva estructura del mercado, el comportamiento orientado hacia la obtención de un equilibrio competitivo proporcione menores ventajas a los operadores que las asociadas a la búsqueda de un equilibrio cooperativo, entendiéndose por este último el caracterizado por el establecimiento de un precio de mercado superior al coste marginal.

En el caso de la adquisición de Hidrocantábrico por Unión Fenosa, es probable que la nueva empresa resultante de la fusión considere más ventajoso el “equilibrio cooperativo”, en el mercado de generación, fundamentalmente por las siguientes razones.

En primer lugar, el mayor tamaño conseguido mediante la adquisición de Hidrocantábrico no parece suficiente para que la nueva empresa compita con éxito frente a cada una de sus dos rivales, lo que reduce sus posibilidades de diluir el poder de mercado del que éstas disponen en la actualidad. Contrariamente a la opinión expresada por el notificante, según la cual la mayor cuota de mercado de la empresa fusionada le permitiría compensar el posible poder de mercado conjunto de las dos competidoras, es poco probable que la empresa resultante, con una cuota de generación de menos del 20%, considere que puede ser más beneficioso competir individual y simultáneamente con competidoras que controlan conjuntamente cerca del 80% de la producción, y que poseen la mayoría de las centrales estratégicas a efectos de fijación de precios en el *pool*.

En segundo lugar, el mayor tamaño de la nueva empresa sería suficiente, sin embargo, para que las dos líderes la tengan en cuenta al definir sus respectivas estrategias. A ello contribuye, por una parte, que la estructura tecnológica de la capacidad instalada de la empresa fusionada sería menos equilibrada que la actual de Unión Fenosa, porque Hidrocantábrico aportaría una composición de su parque centrada en la producción con carbón nacional y, especialmente, con hulla y antracita, el carbón nacional de más calidad. En consecuencia, la nueva empresa duplicaría la cuota de mercado en

---

<sup>18</sup> Selten, R. “A simple model of imperfect competition, where four are few and six are many”. International Journal of Game Theory, 2, 1973.



generación con este combustible que actualmente tiene Unión Fenosa, y alcanzaría una cuota conjunta con Endesa en torno al 64%. La empresa fusionada aumentaría, por tanto, su relevancia en la interacción entre Endesa e Iberdrola, cuya evolución se encuentra condicionada en gran medida por la diferencia en la composición tecnológica de sus respectivos parques de generación. Por otra parte, el nuevo grupo aumentaría su participación en algunas de las centrales cuya propiedad comparte con Endesa e Iberdrola. Como ha destacado la CNE, ello es significativo en la medida en que la propiedad compartida de centrales supone la existencia de elementos de coordinación y transferencia de información relevante entre los propietarios a través de la determinación de las políticas de explotación de las mismas. La propiedad compartida permite, por ejemplo, el conocimiento previo, antes que otros agentes, de las indisponibilidades programadas o fortuitas de centrales con incidencia en la determinación del precio del mercado mayorista, de acuerdo con la experiencia obtenida desde el inicio del nuevo funcionamiento del mercado. La entidad resultante de la fusión pasaría a ostentar el 50% de la propiedad de Trillo, superior a la cuota del 49% del anterior mayor propietario, Iberdrola, e igualando la participación conjunta de esta empresa y Endesa (propietaria del 1%).

**CUADRO Nº 14**  
**GENERACIÓN CON CARBÓN. EN MWh. 1999**

	UEF	HC	UEF+HC	ENDESA	IBERDROLA	TOTAL
Hulla	--	--	--	11.447	1.436	12.883
importación						
Hulla + Antracita	9.432	11.096	20.528	11.952	5.702	58.710
Lignito Negro	--	--	--	7.327	--	7.327
Lignito Pardo	3.232	--	3.232	10.693	--	17.157
<b>TOTAL</b>	<b>12.664</b>	<b>11.096</b>	<b>23.760</b>	<b>41.419</b>	<b>7.138</b>	<b>96.077</b>

Fuente: Red Eléctrica de España

En tercer lugar, la desaparición de un competidor facilita la detección del origen de posibles incumplimientos de la colusión tácita. En consecuencia, la nueva empresa se enfrentaría a un mayor riesgo de represalia por parte de los dos líderes del mercado que la actual Unión Fenosa, en caso de no colaborar en la estrategia común de influencia sobre los precios.

El Tribunal de Justicia Europeo, por su parte, ha señalado en varias ocasiones la relevancia de la existencia de vínculos económicos entre los miembros de un oligopolio para determinar la existencia de posición de dominio colectivo. La empresa resultante de la concentración mantendría, y en ocasiones reforzaría, su relevancia en el denso entramado de intereses comunes que le unen con las otras dos eléctricas dentro y fuera del sector eléctrico. Entre dichos intereses cabe destacar, por su valor estratégico, la propiedad

compartida de varias centrales de generación, y la participación de cada una de las tres empresas en un 10% del capital social de REE, el Operador del Sistema Eléctrico responsable de la seguridad del suministro y de la gestión del sistema de transporte. Fuera del sector eléctrico el mayor tamaño y poder económico y financiero de la nueva empresa reforzaría su relevancia en la alianza que Endesa y Unión Fenosa han establecido para la participación conjunta en el sector de telecomunicaciones, una colaboración que se ha reforzado recientemente con la creación del *holding* AUNA, cuyo objeto es agrupar los intereses que ambas empresas, junto con Telecom Italia, ostentan en la mayoría de los segmentos de dicho sector, incluyendo telefonía fija, telefonía móvil y televisión por cable.

Debe destacarse, por último, que las fuertes barreras existentes a la entrada en generación sujeta al régimen ordinario permite prever un largo período de tiempo sin que nuevos operadores puedan suponer una amenaza a la “entente” que haya podido establecerse entre los tres operadores del mercado.

## 7.2. Comercialización

La cuota de la nueva empresa en este mercado se situaría en torno al 13,8%, en comparación con las de 46% y 40% de Endesa e Iberdrola respectivamente, lo que, al igual que en generación, sugiere una escasa probabilidad de creación o refuerzo de posición de dominio individual.

No obstante, el elevado grado de concentración ya existente en el mercado indica la posibilidad de que la adquisición de Hidrocantábrico por Unión Fenosa suponga un grave riesgo de deterioro de la competencia mediante el refuerzo de una posición de dominio colectivo.

**CUADRO Nº 15**  
**INDICE DE CONCENTRACIÓN EN COMERCIALIZACIÓN. 1999**

	ANTES DE LA OPA	DESPUES DE LA OPA
INDICE HERFINDAHL	3.449	3.583
Cuota de 2 primeras	80%	80%
Cuota de 3 primeras	94%	99,1%

Fuente: Comisión Nacional de la Energía

El cuadro 15 muestra un nivel y variación del índice Herfindahl de un orden de magnitud similar a los registradores en el mercado de generación, así como una cuota conjunta de mercado de las tres empresas que dominarían el mercado después de la concentración del 99,1%.

El principal riesgo de deterioro de la competencia procede, no obstante, de la eliminación del competidor con la política comercial más agresiva, y ello en un momento en que el mercado está iniciando aun su apertura. La reputación de HC a este respecto ha sido confirmada por los operadores del sector que ha contactado el Tribunal, incluido el propio notificante, que ha reconocido la eficacia de esa estrategia, que le ha permitido duplicar prácticamente la cantidad de energía comercializada y su cuota de mercado, así como la contribución de esta empresa a la disminución de los precios pagados por los clientes cualificados.<sup>19</sup>

Diversos datos disponibles sobre la evolución del mercado de comercialización corroboran el importante papel desempeñado por Hidrocantábrico en el desarrollo y ampliación de este mercado incipiente. Quizá los más significativos se refieren a la orientación de su política comercial, que, a diferencia de la de sus tres competidores, se ha centrado en aumentar su cuota de mercado mediante la captación de clientes a la competencia. Es reveladora a estos efectos la estimación proporcionada por la CNE, según la cual, a pesar de su pequeño tamaño relativo, esta eléctrica ha conseguido capturar el 42% del total de consumidores elegibles que han cambiado de suministrador. Este resultado es tanto más notable cuanto que, para la mayoría de los consumidores, el mantenimiento del contacto y las de las relaciones ya establecidas con el suministrador habitual suele presentar ventajas importantes. De hecho, se estima que, hasta ahora, más del 90% de los consumidores elegibles que han optado por ejercer su derecho de suministrarse a precio libre en el mercado han preferido la comercializadora del grupo a cuya distribuidora estaban ya conectados. La captación de clientes cualificados ha tenido lugar mediante ofertas de disminución de precio, que los competidores han debido igualar para defender sus cuotas de mercado. El resultado de este proceso ha sido una caída de precios en el mercado de alrededor del 20%, según estimación comunicada por el notificante.

Por otra parte, a pesar de esta orientación de su política, Hidrocantábrico ha conseguido avanzar asimismo en la fidelización de los consumidores conectados a sus redes, manteniendo el [en torno al >80%] de sus propios clientes elegibles, comparado con el [en torno al <50%] alcanzado por UEF.

La estimación del porcentaje de consumidores elegibles de cada eléctrica que continúan suministrados a tarifa puede constituir otro indicador revelador de la contribución de cada una de ellas al desarrollo del mercado de comercialización. Según estimaciones de la Comisión Nacional de la Energía, menos del 9% de los consumidores elegibles conectados a las redes de HC

---

<sup>19</sup> NERA, ibidem, párrafos 188 a 190.

permanecían en tarifa en 1999, en comparación con porcentajes de más del 20% entre los clientes de Endesa e Iberdrola y del 45% de Unión Fenosa.

Hidrocantábrico ha contribuido, además, a disminuir los obstáculos a la entrada en el mercado por otras vías. En particular, ha facilitado la incorporación de diversos pequeños distribuidores de ámbito local que están intentado competir también en el mercado de comercialización en la medida de sus posibilidades, y han contactado a consumidores cualificados que son clientes tradicionales del grupo eléctrico líder en su área. La capacidad de maniobra de estos pequeños distribuidores es muy limitada porque la energía vendida a sus clientes cualificados tiene que ser adquirida generalmente a sus principales competidores -es decir, las compañías comercializadoras filiales de las grandes distribuidoras de la zona que corresponda- ya que, con frecuencia, resulta económicamente inviable para ellos suministrarse a través del *pool*, sobre todo teniendo en cuenta el riesgo de variaciones del precio de esta fuente de suministro. El desarrollo de este foco potencial de dinamización de la competencia depende, pues, en gran medida, de las condiciones del suministro que ofrezcan las filiales comercializadoras de las cuatro grandes eléctricas, y, de acuerdo con la información a que ha tenido acceso este Tribunal, las ofertadas por Hidrocantábrico han sido mucho más competitivas que las de los otros tres Grupos eléctricos, tanto en términos de nivel de precios como en grado de modulación por períodos horarios de la demanda.

Debe destacarse, por último, que, desde que Hidrocantábrico inició el desarrollo de su actividad comercial, en el segundo semestre de 1998, se ha visto obligada a recurrir a la CNSE en dos ocasiones, para ejercitar su derecho de acceso a la red de distribución de competidores cuyos clientes habían preferido contratar su suministro con esta empresa. La Comisión ha fallado a favor de Hidrocantábrico en uno de estos casos, estando el segundo pendiente aún de resolución. Asimismo, y a requerimiento de esta empresa, la CNSE ha obligado a modificar el Pliego de Petición de Ofertas de suministro eléctrico elaborado por otro cliente cualificado, en el que se incluía como elemento decisorio que el servicio de atención técnica fuera prestado por la compañía propietaria de las redes de distribución. En opinión de la Comisión este comportamiento de Hidrocantábrico es similar al de los operadores más pequeños de otros países que, al ser especialmente perjudicados por las prácticas restrictivas de la competencia de sus competidores de mayor tamaño, suelen jugar un importante papel de detección de dichas prácticas.

El notificante ha alegado que esta política comercial de Hidrocantábrico es insostenible a medio plazo, dados el efecto negativo que la caída de precios ha provocado sobre los márgenes de comercialización, de por sí ya escasos, y la débil posición de esta empresa en comparación con la de sus competidores, en términos de tamaño, solidez financiera, implantación

internacional y diversificación sectorial. La evaluación de la capacidad de esta empresa para mantener por sí sola su actual orientación comercial no incumbe a este Tribunal, pero sí debe destacarse que otros operadores tanto o más fuertes que Unión Fenosa en todos estos aspectos, como Texas Utilities, actual socio de referencia de Hidrocantábrico, han expresado su interés por adquirir esta empresa, y que es posible por tanto que Hidrocantábrico obtenga todos esos apoyos evitando el deterioro de la competencia.

## **8. EFECTOS COMPENSATORIOS DE LAS RESTRICCIONES A LA COMPETENCIA.**

El notificante, a través del documento resumen de los argumentos expuestos en la reunión de Unión Fenosa con este Tribunal de 18 de abril de 2.000,<sup>20</sup> ha destacado como uno de los objetivos de la operación de concentración el aumento de eficiencia productiva que conllevaría la captación de sinergias mediante “la gestión de un parque de generación más amplio, con claras complementariedades desde el punto de vista de tecnologías de implantación geográfica y de suministro de combustibles. Entre estas sinergias se puede señalar que existen cinco centrales en un entorno de 120 Km, lo que aumentará la capacidad de compra de las materias primas especialmente en el suministro de combustibles, con reducción de costes de las adquisiciones y los fletes, lo que llevaría a una reducción del coste de combustible entre el 3 y el 4 por ciento”.

Añadiendo a estos efectos el ahorro de costes asociado a la explotación de otras sinergias en distribución y comercialización de electricidad, así como en los negocios de gas y telecomunicaciones, en los que las estructuras empresariales de Unión Fenosa e Hidrocantábrico son complementarias, el notificante estima un ahorro mínimo de costes de 25,7 millones de euros al año. Si además se tienen en cuenta los ingresos adicionales derivados de la explotación de sinergias en telecomunicaciones, multiservicios, servicios profesionales, gas e internacional “se podría plantear como objetivo realista un ahorro de 40 millones de euros al año”.

Este Tribunal no cuestiona el posible ahorro de costes en generación que la operación de concentración proyectada podría suponer para Unión Fenosa, ni las ventajas de diverso tipo que la operación aportaría a esta empresa en los distintos negocios en que desarrolla su actividad. Considera, sin embargo, que, contrariamente a la opinión del notificante, estas ventajas no se

---

<sup>20</sup> “Argumentos para la mejor defensa de la concentración UNION FENOSA/HIDROCANTÁBRICO ante el Tribunal de Defensa de la Competencia”. Documento resumen de los argumentos utilizados en la reunión mantenida el 18 de abril de 2.000.

traducirán en beneficios para los consumidores, especialmente en términos de disminución de precios, porque las restricciones a la competencia que esta operación conlleva obstaculizarían en gran medida el funcionamiento de los mecanismos del mercado que deberían conducir a ese resultado. La desaparición de Hidrocantábrico que implica la concentración propuesta es particularmente perniciosa a estos efectos, puesto que esta empresa ha sido el principal motor de la caída de precios registrada en el mercado de comercialización en los dos últimos años, como ha reconocido el propio notificante.

## **9. RESUMEN Y CONCLUSIONES.**

A la vista de la situación descrita en los apartados anteriores, el Tribunal ha llegado a las siguientes conclusiones:

1. La operación de concentración notificada cumple los requisitos previstos por la LDC para ser sometida al procedimiento de control de las operaciones de concentración.
2. Las empresas objeto de la presente operación de concentración realizan todas las actividades que comprende el sistema eléctrico, esto es, generación, transporte, distribución y comercialización. Dadas las características de cada una de estas actividades se considera que existen dos mercados relevantes de producto afectados por esta fusión. El primero de ellos el mercado de la generación de energía eléctrica que se desarrolle en condiciones de libre competencia, esto es, la producida como resultado de la aplicación del sistema de subasta del *pool*, en la que se incluyen las importaciones, así como la que procede de los contratos bilaterales firmados entre generadores y clientes cualificados. El segundo mercado afectado es el mercado de la comercialización de energía eléctrica a los clientes cualificados.
3. Las actividades de transporte y distribución no se ven directamente afectadas por esta operación, pero el hecho de que se trate de actividades reguladas no las excluye del análisis, puesto que la participación de las empresas eléctricas en estas actividades influye en el funcionamiento de los dos mercados delimitados anteriormente. En especial, se considera que la presencia de dichas empresas en la actividad de distribución tiene importantes efectos tanto en el mercado de comercialización como en el de generación ya definidos.



4. El debate sobre el mercado geográfico relevante en materia de operaciones que afectan al sistema eléctrico español se ha planteado con anterioridad a esta operación de concentración. Tras un detallado análisis de los argumentos que han llevado a diferentes delimitaciones de dicho mercado en distintas ocasiones, el Tribunal considera que, si bien en un contexto dinámico de largo plazo la delimitación del mercado geográfico relevante podría llevar a establecer éste como el de la península ibérica, por el momento no se ha acreditado hecho alguno que induzca a pensar que esto pueda suceder en el corto o medio plazo. Por ello se considera que el mercado geográfico afectado por la presente operación de concentración es el mercado español peninsular.
5. El mercado eléctrico español presenta en la actualidad un grado de concentración muy elevado. La generación sujeta al régimen ordinario procede de cuatro únicas empresas, dos de las cuales, Endesa e Iberdrola, controlan alrededor del 80% del total de la energía eléctrica producida anualmente. Ambas son propietarias asimismo de las centrales de generación que fijan el precio del *pool*, el componente más importante del precio de oferta en el mercado mayorista organizado, durante la mayor parte del tiempo. Desde la entrada en vigor de la nueva regulación de dicho mercado, el 1 de enero de 1998, se han registrado varias “anomalías” en el funcionamiento del proceso de casación entre oferta y demanda desarrollado en libre competencia, que en tres ocasiones han sido investigadas por la ex Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, hoy Comisión Nacional de la Energía.

Las compras en el mercado mayorista organizado proceden en un 99% de empresas distribuidoras o comercializadoras pertenecientes a los mismos Grupos que las de generación. Alrededor del 80% del total de dichas compras corresponde a Endesa e Iberdrola.

Entre los cuatro Grupos eléctricos existen importantes vínculos económicos, dentro y fuera del sector eléctrico

El Tribunal considera que si bien se dispone de una Ley del Sistema Eléctrico con una clara filosofía pro competencia, la actual estructura del sector, junto con la ausencia de un desarrollo normativo de dicha Ley, y la constatación de que existen importantes barreras de entrada, tanto en la generación como en la comercialización, hacen que el grado de contestabilidad de estos mercados sea muy reducido.

6. En la precaria situación actual de las condiciones de competencia en los mercados eléctricos relevantes, la proyectada adquisición de Hidrocantábrico por Unión Fenosa implica un claro riesgo de serio

deterioro de la competencia efectiva. En el mercado de generación, aumentaría significativamente el ya elevado grado de concentración existente, y la empresa resultante de la operación de concentración ejercería su actividad en un contexto en el que las ventajas asociadas a un comportamiento orientado a alcanzar un equilibrio competitivo del mercado serían inferiores a las susceptibles de ser conseguidas mediante un equilibrio cooperativo con sus dos rivales, entendiéndose por tal el caracterizado por un precio del *pool* superior al coste marginal.

La existencia de fuertes barreras a la entrada en generación sujeta al régimen ordinario hace prever un largo periodo de tiempo sin que nuevos operadores puedan suponer una amenaza a las prácticas restrictivas de la competencia que puedan establecerse entre los tres operadores que constituirían el mercado. En ausencia del desbloqueo de la ampliación de la capacidad de interconexión con Francia, las vías de entrada de potenciales competidores se verían reducidas a la instalación de nueva capacidad de generación de ciclo combinado, y, según las últimas estimaciones disponibles, solamente alrededor de la tercera parte de las solicitudes de autorización a estos efectos presentadas hasta abril de 2000 corresponde a operadores distintos a las eléctricas españolas o a empresas propiedad del grupo español que controla el acceso al gas natural. Dado el estado actual, y la lentitud del proceso de tramitación de dichas autorizaciones, es improbable la entrada en funcionamiento de una proporción significativa de esta nueva capacidad en un futuro próximo.

7. En el mercado de comercialización, la operación de concentración proyectada daría lugar a una modificación estructural que obstaculizaría, considerablemente el ejercicio de la competencia efectiva. De realizarse, esta concentración daría lugar a un incremento relevante de la muy elevada concentración existente, y eliminaría al operador que, por la agresividad de su política comercial, está realizando la principal contribución a la dinamización de la competencia y a la ampliación de este mercado emergente.
8. La disminución de costes y la mejora de la eficiencia que conllevaría la operación de concentración reforzarían la posición negociadora de la nueva empresa en la determinación de la estrategia de equilibrio cooperativo a adoptar por el oligopolio, pero es improbable que estas ventajas beneficiaran a los consumidores, porque el propio deterioro de la competencia causado por la eliminación del operador más dinámico en el mercado de comercialización dificultaría esa repercusión.

## **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, considera que resulta adecuado declarar improcedente la operación notificada.**

Madrid, 17 de mayo de 2.000

## **ANEXO I**

**Anexo 1****SITUACIÓN ADMINISTRATIVA DE SOLICITUDES DE FUTURAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO. PRESENTANDAS AL MINISTERIO DE INDUSTRIA. Abril 2000**

CENTRAL	LOCALIZACIÓN	PROPIETARIO	Nº. GRUPOS	POT. TOTAL MW	Situación Administrativa
					Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
S. Adriá de Besós	Barcelona	GRUPO ENDESA	2	780	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Guadaira	Sevilla	GRUPO ENDESA	1	390	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Cádiz	Cádiz	GRUPO ENDESA	1	390	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Malaga	Málaga	GRUPO ENDESA	1	390	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Guadarranque	Cádiz	GRUPO ENDESA	3	1.170	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Castejón	Navarra	IBERDROLA	1	400	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Santurce	Vizcaya	IBERDROLA	1	400	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Castellón	Castellón	IBERDROLA	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Escombreras	Murcia	IBERDROLA	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Castejón	Navarra	HIDROCANTABRICO	1	450	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
San Roque	Cádiz	GAS NATURAL	2	800	Autorización Administrativa

					Previa
Amorebieta	Vizcaya	BIZKAIA ENERGÍA S.L. (ESB-IRLANDA Y NATIONAL POWER -GB)	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Puerto de Bilbao	Vizcaya	SOCIEDAD BAHÍA DE BIZKAIA ELECTRICIDAD S.L.	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Arcos	Cádiz	UNIÓN ELECTRICA FENOSA	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Arcos	Cádiz	ENRON EUROPE LIMITED	3	1.200	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
El Fangal	Murcia	AES ENERGÍA CARTAGENA, S.R.L.	3	1.200	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Aceca	Toledo	IBERDROLA-UNIÓN FENOSA	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Ref. Gibraltar	Cádiz	NUEVA GENERACIÓN SUR	2	730	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Valle Tanon	Asturias	CONOCO	1	175	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Arcos	Cádiz	ABENGOA Y PSEG EUROPE, BS	1	375	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Tarragona	Tarragona	ENDESA COGENERACIÓN	1	400	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Tarragona	Tarragona	IBERDROLA-RWE	1	400	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Castellón	Teruel	ENTERGY	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Palos de la Frontera	Huelva	UNIÓN FENOSA	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental

Polanco	Cantabria	ENDESA	1	420	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Sabon	La Coruña	UNIÓN FENOSA	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Cristóbal Colón	Huelva	ENDESA	1	420	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Escombreras	Murcia	REPSOL-BP	3	1.200	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Mora la Nueva	Tarragona	ENRON EUROPE LIMITED	4	1.600	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Somorrostro	Bilbao	PETRONOR-IBERDROLA	3	900	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
Osera de Ebro	Zaragoza	UNIÓN FENOSA	2	800	Trámites de Evaluación del Impacto Ambiental
<b>TOTAL</b>				<b>22.190</b>	