



Comisión  
Nacional  
de Energía

**Informe 4/2000 de la Comisión Nacional de  
Energía que se compone de:**

- **Informe resumen sobre el proyecto de concentración consistente en la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa S.A.**
  - **Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa S.A.**



Comisión

Nacional

de Energía

**Informe resumen sobre el proyecto de  
concentración consistente en la toma de  
control de Hidroeléctrica del Cantábrico  
S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa  
S.A.**

26 de abril de 2000

# ÍNDICE

1. CONSIDERACIONES SOBRE EL MERCADO RELEVANTE Y LA CARENCIA DE SUFICIENTE NIVEL DE INTERCONEXIONES	4
2. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LAS REFERENCIAS EN EL MARCO NORMATIVO A LA ESTRUCTURA SECTORIAL	5
3. CONSIDERACIONES SOBRE EL ESTADO ACTUAL DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO	7
4. SOBRE EL ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN	11
4.1. VALORACIÓN DE LA OPA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA CONCENTRACIÓN HORIZONTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO	11
4.2. VALORACIÓN DE LA OPA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE INTEGRACIÓN VERTICAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO	12
4.3. VALORACIÓN DE LA OPA DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL COMPORTAMIENTO DE HC EN LOS MERCADOS	13
4.4. SOBRE EL IMPACTO DE LA OPERACIÓN EN EL NEGOCIO DEL GAS	14
5. CONCLUSIONES	15

## **RESUMEN DEL INFORME SOBRE EL PROYECTO DE CONCENTRACIÓN CONSISTENTE EN LA TOMA DE CONTROL DE HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO S.A. POR UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA S.A.**

Con fecha de 6 de abril de 2000 ha tenido entrada en esta Comisión escrito remitido por el Vicepresidente Segundo y Ministro de Economía y Hacienda en el que solicita a esta Comisión, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado Tercero.1 función Decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, informe preceptivo, en el plazo de quince días, sobre el proyecto de concentración consistente en la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (HC) por Unión Eléctrica Fenosa, S.A. (UEF) mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones.

En el ejercicio de las funciones que le atribuye la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía acordó, en su sesión del día 26 de abril de 2000, aprobar el *Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. por Unión Eléctrica Fenosa S.A.*

Se presenta a continuación un resumen de las principales consideraciones, recomendaciones y conclusiones contenidos en el citado informe, el cual se adjunta a continuación de este informe resumen, en el que se ha analizado en profundidad, no sólo cuál es la actual estructura empresarial del sector eléctrico, sino también cuál es la capacidad de importación y cuáles son las posibles barreras de entrada/salida que disminuyen la apertura a la competencia del mercado español. A partir de dicho análisis se podrá comprobar el grado de apertura a la competencia de nuestro sistema, y en cuánto influye en esta apertura la operación objeto del informe. Dicho resumen se centra principalmente en las actividades competitivas, es decir generación y comercialización.

# **1. CONSIDERACIONES SOBRE EL MERCADO RELEVANTE Y LA CARENCIA DE SUFICIENTE NIVEL DE INTERCONEXIONES**

Dado el bajo nivel de interconexión con Francia, así como el actual estado de bloqueo en la construcción de nuevas líneas con este país y que, además, en caso de una hipotética apuesta por el desarrollo de las citadas interconexiones, el período de construcción de las mismas sería bastante elevado, la hipótesis de mercado relevante nacional peninsular es la más probable de todas en el corto plazo y, en concreto, en la actualidad.

No obstante conviene tener presente que en el futuro, incluso en el corto plazo, y teniendo en cuenta el volumen no desdeñable de flujos de energía eléctrica que pueden llegar a realizarse entre España y Portugal si se armonizan sus grados de apertura y regulación, podría realizarse una delimitación de mercado relevante geográfico más amplio en relación con la actividad de producción y comercialización, que comprendiera toda la península ibérica. En ese caso, cualquier operación de concentración deberá realizarse teniendo en cuenta los acuerdos existentes entre empresas portuguesas y españolas.

La perspectiva desde la que se analizaría la competencia en el sector eléctrico, cambiaría sustancialmente si el mercado relevante fuese el europeo, siendo extraordinariamente complicado realizar análisis coherentes y consistentes sin tener definido, con un horizonte suficiente, cuál es el mercado relevante. De ahí la gran importancia que tiene abordar la problemática que acompaña a las interconexiones internacionales.

Por ello, esta Comisión debe insistir sobre la necesidad urgente del establecimiento, por parte de los Gobiernos involucrados y de la propia Comisión Europea, de un plan de actuación que desbloquee la actual situación.

Si después de abordarse el problema con decisión, se llegara a la conclusión de que no es posible aumentar las interconexiones en un período razonable

de tiempo, debería entonces valorarse la oportunidad de tomar medidas nacionales más drásticas para aumentar la competencia interna del mercado, asumiendo que ésta no provendrá del exterior.

Entretanto no se alcance un determinado nivel de interconexiones aceptable, deberá establecerse un periodo transitorio en el que se concreten determinadas medidas tendentes al aumento de la competencia interior.

Esta Comisión no ha entrado en la valoración de dichas nuevas medidas de incremento de la competencia, ya que las mismas requerirían modificaciones en el marco normativo actual. El citado análisis desborda el marco en el que se realiza el informe objeto del presente resumen, debiendo acometerse en función de las perspectivas de ampliación de la capacidad de interconexión y del nivel de competencia efectiva en el sector y, posiblemente, dentro del marco de revisión temporal ya previsto.

Por lo tanto, la Comisión ha restringido su análisis a la aplicación de la normativa sectorial existente y a valorar el impacto que, sobre la competencia existente en la actualidad, presenta la operación.

## **2. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LAS REFERENCIAS EN EL MARCO NORMATIVO A LA ESTRUCTURA SECTORIAL**

En el contexto de la liberalización de los diferentes sectores de la economía, el sector eléctrico español está siendo objeto de un proceso de liberalización gradual, que se inició con la firma del Protocolo Eléctrico, teniendo su principal referente normativo en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Actualmente, y tal como se recoge en la Exposición de Motivos de la Ley 54/1997, la vigencia material del Protocolo Eléctrico encuentra difícil justificación desde la perspectiva de las Administraciones Públicas, ya que, por un lado, la Ley 40/1994, “...que constituye el punto de partida en el que se basan sus acuerdos ...” ha sido derogada por la Ley 54/1997 y, por otro, los

principios del Protocolo han obtenido “...*plasmación positiva*...” en la actual Ley del Sector Eléctrico.

Por lo tanto, cabe decir que una vez aprobada la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el marco normativo de referencia respecto a la regulación del sector eléctrico viene establecido solamente por dicha Ley así como su desarrollo reglamentario, constituyendo el Protocolo Eléctrico sólo un documento cuya virtualidad se agota en la aportación de algunos criterios para interpretar la citada Ley y el proceso de liberalización del sector, pero siempre dentro del contenido normativo, y no más allá, que la misma ofrece.

La introducción de principios de libre competencia en el desarrollo de las actividades eléctricas no reguladas conduce a la sustitución de criterios de intervención por el libre juego de las fuerzas del mercado, reemplazándose la actuación reguladora por la actuación garantizadora del libre juego, en condiciones de competencia efectiva, de los agentes en el mercado.

En tal medida, la Ley no contempla en absoluto previsión alguna sobre una determinada estructura horizontal del sector, previéndose solamente, respecto a las decisiones de los sujetos del sistema que afecten a dicha estructura, la intervención del regulador en el marco de las funciones que se atribuyen a la Comisión Nacional de Energía en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Por otra parte, cualquier análisis de la operación de concentración basado solamente en el tamaño de la nueva empresa, debe inscribirse en planteamientos aplicables a todos los agentes. En caso contrario, se pueden plantear problemas de discriminación respecto a agentes ya existentes de mayor tamaño. Igualmente el análisis debe contemplar el problema respecto del propio aumento de tamaño que se está produciendo en los cuatro grandes agentes en la actualidad, principalmente de los dos de mayor tamaño, fruto de los nuevos proyectos de generación, y al que no se le impone ninguna limitación.

### **3. CONSIDERACIONES SOBRE EL ESTADO ACTUAL DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

El sector eléctrico europeo se encuentra en un proceso de liberalización determinado por la obligación de transponer a las respectivas legislaciones nacionales la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad. Dicha Directiva, cuya principal virtud fue establecer un marco mínimo de liberalización que orientase las aperturas de los países miembros en una misma dirección, ha sido traspuesta con desigual fuerza en los diferentes países miembros.

A lo anterior hay que añadir la todavía lejanía del objetivo final buscado por la mencionada Directiva: alcanzar un mercado único europeo de electricidad. En este sentido, tal como se ha comentado, España es uno de los países a los que más difícil les será acceder a dicho mercado único por su aislamiento eléctrico, fruto de un insuficiente nivel de interconexiones. Por otra parte, a dicho aislamiento físico se une el hecho de que su integración (y la de Portugal) a dicho mercado deba realizarse a través de Francia, que es el país miembro que más lentitud está demostrando en la liberalización de su sistema.

España ha sido uno de los países de la Unión Europea que más se han adelantado en el citado proceso de transposición, hecho que, aunque se reconozca que el proceso de liberalización no ha terminado, ha permitido a sus agentes, operadores e instituciones, disponer de un marco de aprendizaje del que no disponen otros países miembros. Sin embargo, debido a su aislamiento, un esfuerzo mayor debe ser realizado en los desarrollos normativos que, a la espera de una futura conexión con dicho mercado único, concreten a nivel interno las políticas liberalizadoras. Es por eso por lo que se debe ser exigente con las posibles carencias existentes en nuestro país, aunque se reconozca que se está en una situación más avanzada que la existente en otros sistemas. Por ello, vaya por delante el reconocimiento de esta Comisión a la decisión liberalizadora del sector eléctrico en nuestro país,

e intérprétense los comentarios que a continuación se realizan como criterios que contribuyan de manera positiva al mayor progreso de la citada liberalización.

Existen determinados extremos que pueden producir un riesgo regulatorio, con el consiguiente efecto sobre los sujetos que actúan en los mercados. 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, cuándo, cómo y porqué serán modificadas. Se recomienda desde esta Comisión que las metodologías que soportan cualquier normativa aprobada expliciten todos estos temas. En este sentido, esta Comisión brinda nuevamente su apoyo a la consecución de este importante objetivo, en el que ya se han iniciado trabajos con la Administración General del Estado.

Existen también algunos otros problemas, lógicos en un sistema en fase de desarrollo, que pueden estar afectando, como barreras 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. Por ello se recomienda la máxima urgencia en la publicación de esta normativa, reiterando esta Comisión su ofrecimiento de apoyo, tal como lo ha venido haciendo en el curso de los trabajos realizados sobre la materia, los cuales se encuentran ya en un avanzado grado de elaboración.

Dicha normativa debe potenciar al máximo que nuestro sistema sea abierto a la competencia y que establezca las señales eficientes en todos los temas

que aborde. En ese sentido, y centrándonos en la actividad de comercialización, las funciones que han de cumplir los distribuidores de acuerdo con la Ley, deben estar claramente diferenciadas de las que han de llevar a cabo los comercializadores. Los primeros deben actuar como gestores de las redes y encargados del suministro a los consumidores a tarifa y los segundos como responsables de la venta de energía a los clientes cualificados. Se deben evitar situaciones en que los comercializadores verticalmente ligados a distribuidores, se encuentren en posición dominante ante los otros comercializadores, esencialmente porque aquellos usen la calidad de suministro como un posible valor comercial en sus ofertas.

Cabe también señalar la presencia de problemas técnicos que han incidido de forma negativa en el desarrollo del mercado, sobre todo aquellos aspectos relativos a la medida, recomendándose desde la Comisión que se haga cumplir con la adaptación de los equipos de medida una vez se superen los periodos transitorios establecidos. Parte de la problemática que ha impedido realizar un ejercicio adecuado de la elegibilidad está en el hecho de que no se ha dispuesto de equipos adecuados y que se han planteado problemas de diversa índole a la hora de permitir que comercializadores no integrados con el distribuidor de una zona accediesen, bien a las instalaciones para adecuar los equipos, o bien aprovecharan los equipos existentes, que no cumplen las condiciones establecidas en el Reglamento de Puntos de Medida, al igual que lo hacía el comercializador ligado al distribuidor de la zona.

También debe contemplarse en la nueva normativa el uso de determinada información que potencie el mercado minorista. Las distribuidoras disponen de información de los consumidores cualificados obtenida en un entorno de suministro regulado, tanto sobre los consumidores que ya cumplen la condición exigida, como sobre los que pueden hacerlo en un futuro. En consecuencia, aquellos comercializadores que, bien no tengan distribución asociada, o bien traten de comercializar en zonas en las que los distribuidores no pertenezcan a su grupo, estarán en inferioridad de condiciones respecto a los comercializadores con distribución asociada. En ese sentido debe potenciarse, tal como establece la Directiva Europea, el establecimiento de barreras internas ("chinese walls") entre las actividades libres y reguladas

ejercidas por una misma empresa, que tienda a proteger la confidencialidad de la información que le es conferida a los agentes que actúan en las actividades reguladas.

Como elemento dinamizador de la comercialización, que indirectamente presione al propio mercado mayorista, es importante que se adelante el calendario de elegibilidad.

También es importante considerar la posibilidad de introducir nuevas formas de contratación de la energía para permitir que el comercializador pueda introducir mayor dinamismo al mercado minorista, dirigidas a aumentar su poder de compra contratando directamente sus adquisiciones de energía con generadores mediante contratos bilaterales. No obstante, deberán introducirse las salvaguardas adecuadas para evitar los posibles efectos negativos que pudiesen aparecer en el mecanismo de reconocimiento de costes por la energía suministrada a clientes a tarifa.

En relación a la actividad de producción cabe señalar que la carencia de determinados desarrollos normativos introduce una inseguridad jurídica que, aunque afecta a todos los agentes, multiplica su efecto disuasorio en aquellos agentes que invertirán por primera vez en el sistema eléctrico. En nuestro caso, el caso más paradigmático es la carencia actual de la normativa que define la forma en que se realizará la planificación de la red de transporte, la imputación de costes de refuerzos que se hará a la generación, y la forma en que se otorgarán los accesos a la misma, ya que dicha red es a la que, en un gran porcentaje, se conectarán los nuevos generadores.

Por otro lado, existen determinadas partes de los procesos administrativos que están representando una auténtica barrera de entrada a nuevos agentes, incluyendo entre estos a los propios agentes actuales en sus proyectos de nuevas centrales de producción. En los contactos que esta Comisión lleva a cabo periódicamente con dichos agentes, presentan como caso más significativo el proceso de aprobación del estudio de impacto medioambiental. En la medida en que este proceso está ralentizando todo el sistema de autorización administrativa previo a la construcción de nuevas plantas de

producción, deben destinarse los recursos suficientes y/o mejorar la metodología vigente, así como utilizar todos los sistemas posibles, con objeto de disminuir en la medida de lo posible esta importante barrera, que limita los mecanismos de apertura a la competencia de nuestro mercado.

## **4. SOBRE EL ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN**

### **4.1. VALORACIÓN DE LA OPA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA CONCENTRACIÓN HORIZONTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

Dentro de la electricidad se han diferenciado cuatro mercados correspondientes a cada una de las actividades principales, realizándose análisis detallados de todos ellos, principalmente en las actividades de comercialización y producción. Para cada uno de ellas se han analizado los diferentes submercados que configuran el mercado mayorista, así como su distribución temporal, por si en alguno de estos submercados se pudiesen detectar posibles posiciones de dominio en la operación.

Del análisis realizado en la actividad de **producción**, cabe concluir que la OPA de UEF sobre HC no constituiría un supuesto de adquisición ni refuerzo de una posición dominante individual, pues aunque alcanzaran una cuota de mercado del 25 % (por debajo de la cual parece existir una presunción, aunque discutible, de compatibilidad), existen otros competidores con cuotas de mercado mucho más elevadas (Iberdrola y Endesa) en cada uno de los procesos que configuran el mercado mayorista así como en los diferentes ámbitos temporales de los mismos. Evidentemente, como se podrá comprobar en los diferentes análisis realizados, la nueva empresa está muy alejada del citado 25%.

Con relación a la actividad de **comercialización**, la OPA tampoco constituiría un supuesto de adquisición ni refuerzo de una posición dominante individual, pues aunque alcanzaran una cuota de mercado del 25 %, existen otros competidores con cuotas de mercado mucho más elevadas (Iberdrola y Endesa), los cuales mantienen una cuota agregada del orden del 85% en cada uno de los procesos que configuran el mercado mayorista

así como en los diferentes ámbitos temporales de los mismos. Al igual que en producción, los análisis que se realizan en el informe indican que la nueva empresa está muy alejada del citado 25%.

Sobre el análisis de los posibles comportamientos conjuntos, cabe decir que un aumento de la concentración del mercado aumenta la probabilidad de éxito de prácticas de colusión tácita o de comportamientos conscientemente paralelos. Como se ilustrará con los análisis realizados a lo largo del informe el incremento de cuota de UEF no daría lugar a un cambio cualitativo substancial en el mercado.

La experiencia internacional y, en particular la doctrina de la Comisión Europea se ha manifestado, en el sector eléctrico, primordialmente respecto a los duopolios y no respecto a posiciones dominantes colectivas detentada por grupos de tres empresas, en donde las experiencias son escasas, habiendo en general procedido a su autorización en la primera fase de análisis.

Por otro lado, debe destacarse el hecho de que, en la medida que existan activos de generación compartidos entre los 3 grandes agentes, las políticas de explotación de las centrales individuales podrían ser elementos de coordinación y de transferencia de información relevante entre los propietarios. Tal es el caso, por ejemplo, del conocimiento previo, antes que otros agentes, de las indisponibilidades –programadas o fortuitas – de los propietarios de las centrales que, como ha quedado demostrado en la experiencia de estos más de dos años de funcionamiento del mercado, tienen una incidencia significativa en el nivel de precios del mismo. Por lo tanto esta Comisión plantea la necesidad de adoptar las medidas para eliminar la política de que los agentes competidores compartan activos en un mercado competitivo.

#### **4.2. VALORACIÓN DE LA OPA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE INTEGRACIÓN VERTICAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

Los modelos de separación de actividades de las dos empresas son sensiblemente diferentes: mientras que HC separa en dos sociedades

distintas sus actividades de producción y de comercialización, UEF las concentra en una única sociedad. En aras de una mejora en la transparencia de las transferencias de rentas entre la actividad de generación y de comercialización, con objeto de detectar posibles comportamientos anticompetitivos, sería recomendable que se mantuviese el modelo de separación de actividades de HC.

A lo largo del informe se han detectado algunos otros aspectos relacionados con la integración vertical, que requieren que la normativa que los regula sea suficientemente contundente para romper cualquier posible incentivo que transfiera beneficios, a través de la integración vertical, desde la actividad de distribución hacia la actividad de generación.

Como condicionante de la operación, en caso de formalizarse el posible grupo UEF+HC se deberá enajenar la participación en OMEL y en REE que exceda de la permitida por la normativa vigente. Así ha manifestado que lo hará UEF en su comunicación a esta Comisión.

#### **4.3. VALORACIÓN DE LA OPA DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL COMPORTAMIENTO DE HC EN LOS MERCADOS**

Sin perjuicio de otro tipo de valoraciones que se realicen, puede tener una especial relevancia la eliminación de un competidor como HC, que ha demostrado ser agresivo en su política en el mercado mayorista y en la comercialización, aunque no es posible determinar si hubiese sido capaz de mantener esta situación en el medio-largo plazo.

Como ejemplo de esta política, cabe señalar que la mayor agresividad en el ejercicio de la actividad de comercialización, orientada a fidelizar clientes anteriormente suministrados por la propia distribuidora y capturar clientes elegibles de otras zonas, corresponde a HC. Así, del total de los 184 consumidores elegibles conectados en su red, ha conseguido fidelizar a ---, lo que representa una cuota de fidelización de sus propios clientes elegibles del ---. En cuanto a la estrategia de captura de clientes elegibles situados en las redes de otras compañías, HC ha conseguido capturar a --- consumidores, lo que representa una cuota del --- de los clientes que han

sido capturados por otra compañía distinta de la que tradicionalmente les suministraba.

Lo mismo puede decirse sobre la actitud de HC de cara a la implantación que ha llevado a cabo para adaptar a la normativa vigente los puntos de medida, siendo el agente que con diferencia más ha cumplido en este sentido.

Independientemente de lo anterior, su política agresiva, fuese solo cortoplacista o mantenible en el tiempo, ha permitido en estas primeras etapas detectar, a través de sus actuaciones, los problemas existentes en la regulación eléctrica.

Adicionalmente, y así lo señala la experiencia de otros países, los agentes pequeños actúan como detectores de las posibles prácticas colusorias, por ser los principales perjudicados de las mismas, siendo habitual que sean los que mayor número de reclamaciones plantean a las entidades con competencia en la materia. La posible pérdida de un agente como HC como elemento de contrastación de las diferentes actividades que se ejercen en el sector eléctrico, es para esta Comisión un hecho negativo.

En ese sentido, y en la medida en que no se vaya facilitando la introducción de nuevos agentes comercializadores, la desaparición de HC podría tener cierto impacto negativo en el mercado minorista, por lo que es deseable que la nueva empresa mantenga la misma dinámica que han demostrado hasta la fecha las dos empresas y, especialmente, la de HC, así como la adopción de medidas regulatorias que incentiven dicha forma de actuación.

#### **4.4. SOBRE EL IMPACTO DE LA OPERACIÓN EN EL NEGOCIO DEL GAS**

No se detecta ningún inconveniente, por lo que respecta al negocio del gas, para que se efectúe una OPA de UEF sobre HC, teniendo en cuenta la reducida cuota de mercado de las empresas del sector de gas que formarán la futura empresa. Se puede decir que, incluso, y dado el pequeño tamaño relativo que aún tendría la nueva empresa en el mercado nacional de gas,

sería favorable esta unión de actividades gasistas para potenciar agentes de mayor tamaño que fomenten la competencia en el sector gas, mejorando, en lo que al sector eléctrico se refiere, su posición de adquirente de energía para las futuras plantas de ciclo combinado.

## **5. CONCLUSIONES**

Para la Comisión, el tema más relevante que afecta a las decisiones que sobre la competencia en el sector eléctrico deben adoptarse - entre las cuales se encuentra la operación objeto del informe - es el nivel de aislamiento que sufre nuestro sistema. Por ello es necesario el urgente establecimiento de un plan de actuación que desbloquee la actual situación. Tal como se ha dicho, si después de abordarse el problema con decisión, se llegara a la conclusión de que no es posible aumentar las interconexiones en un período razonable de tiempo, debería entonces valorarse la oportunidad de tomar medidas nacionales más drásticas para aumentar la competencia interna del mercado, asumiendo que ésta no provendrá del exterior.

Entretanto no se alcance un determinado nivel de interconexiones aceptable, deberá establecerse un periodo transitorio en el que se concreten determinadas medidas tendentes al aumento de la competencia interior.

El actual grado de concentración del sector eléctrico español es, tanto antes como después de la operación, muy elevado en los diferentes mercados de producto delimitados.

En dicho contexto, respecto al mercado mayorista cabe concluir que la operación analizada tiene como efecto el incremento del citado grado de concentración, pero no modifica sustancialmente su estructura, dado que el poder económico que ofrece la capacidad para determinar los precios sigue siendo ostentado, en la mayoría de los submercados en que se divide el mercado mayorista, primordialmente por la empresa líder.

En cuanto a la comercialización, la operación de concentración conduce en cierta medida a la consolidación de una tercera empresa, si bien la estructura de dicho mercado, tanto en lo relativo a las adquisiciones en el mercado

mayorista como respecto a las ventas a clientes cualificados, continua caracterizándose por la preeminencia de las dos mayores empresas. En ese sentido, y en la medida en que no se vaya facilitando la introducción de nuevos agentes comercializadores, la desaparición de HC podría tener cierto impacto negativo en el mercado minorista, por lo que es deseable que la nueva empresa mantenga la misma dinámica que han demostrado hasta la fecha las dos empresas y, especialmente, la de HC, así como la adopción de medidas regulatorias que incentiven dicha forma de actuación.

Cualquier análisis de la operación de concentración basado solamente en el tamaño de la nueva empresa, debería inscribirse en planteamientos aplicables a todos los agentes. En caso contrario, se podrían plantear problemas de discriminación respecto a agentes ya existentes de mayor tamaño. Igualmente el análisis debería contemplar el problema de ser discriminatorio respecto al propio aumento de tamaño que se está produciendo en los cuatro grandes agentes en la actualidad, fruto de los nuevos proyectos de generación, y al que no se le impone ninguna limitación.

En el marco de las consideraciones anteriormente realizadas, esta Comisión considera que, en la situación actual de puesta en marcha del proceso de liberalización y dado el actual grado de competencia en el sector eléctrico español, reflejado a lo largo de los diferentes análisis que se han realizado, la operación de concentración objeto del informe no altera significativamente el grado de competencia

En caso de autorizarse la operación, deberá en todo caso realizarse un intenso seguimiento de la conducta de la empresa resultante así como del resto de sociedades que intervienen en el mercado, para prevenir comportamientos de carácter oligopolístico o repartos de mercado, tanto en las actividades de producción como de comercialización. Dicha supervisión deberá ser mucho más intensa durante el período en que no existan nuevos generadores ni nuevas líneas de interconexión.

A pesar de los avances realizados en el proceso de liberalización del sector eléctrico, esta Comisión considera que debe realizarse un esfuerzo en el

desarrollo de la normativa aún no promulgada, así como en la mejora de aquella otra a la que se hayan detectado ineficiencias a lo largo de estos más de dos años de funcionamiento del nuevo marco liberalizado, actualización que ya está prevista en la configuración inicial del proceso.

Finalmente, esta Comisión quiere destacar que en sus conclusiones ha tenido muy en cuenta el pequeño tamaño relativo de la empresa resultante respecto a las ya existentes, ya que es previsible que la nueva empresa no detente posición de dominio individual en ningún mercado considerado.



Comisión

Nacional

de Energía

**Informe sobre el proyecto de  
concentración consistente en la toma de  
control de Hidroeléctrica del Cantábrico  
S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa  
S.A.**

26 de abril de 2000

# ÍNDICE

1. OBJETO DEL INFORME	4
2. PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO	5
3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	6
3.1. OFERTA REALIZADA	6
3.2. NÚMERO MÁXIMO Y MÍNIMO DE VALORES A LOS QUE SE EXTIENDE LA OFERTA	6
3.3. CONTRAPRESTACIÓN OFRECIDA POR LOS VALORES	7
3.4. DISEÑO DE LA OPERACIÓN	8
3.5. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN	9
4. CONSIDERACIONES PREVIAS	10
4.1. SOBRE EL PROTOCOLO	10
4.2. CONSIDERACIONES SOBRE EL MARCO NORMATIVO	12
4.3. CONSIDERACIONES SOBRE EL ESTADO ACTUAL DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN	15
5. LA DEFINICIÓN DEL PRODUCTO RELEVANTE Y DEL MERCADO GEOGRÁFICO RELEVANTE	25
5.1. EL MERCADO DE PRODUCTO RELEVANTE	26
5.2. EL MERCADO GEOGRÁFICO RELEVANTE	28
6. ENFOQUES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL Y CONJUNTO DE LA OPERACIÓN	31
6.1. LA POSICIÓN DOMINANTE INDIVIDUAL	32
6.2. LA POSICIÓN DOMINANTE COLECTIVA.	35
7. ESTRUCTURA DEL SECTOR Y ACCESIBILIDAD A LA COMPETENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO. MEDICIÓN DE LA CONCENTRACIÓN	41
7.1. TAMAÑO ABSOLUTO Y TAMAÑO RELATIVO DE UNA EMPRESA. DEFINICIÓN DE ÍNDICES	44
8. VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE ADQUISICIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE CONCENTRACIÓN HORIZONTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO	47
8.1. ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN	47
8.2. ACTIVIDAD DE TRANSPORTE	61

8.3.	ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	62
8.4.	ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN	66
8.5.	ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL	76
9.	VALORACIÓN DE LA OFERTA DE ADQUISICIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE INTEGRACIÓN VERTICAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO	80
9.1.	INTRODUCCIÓN	80
9.2.	LA SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES	81
9.3.	OTROS ASPECTOS RELACIONADOS CON LA INTEGRACIÓN VERTICAL	82
10.	ANÁLISIS DE LA ACTIVIDAD DE SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	87
11.	ANÁLISIS DESDE EL PUNTO DE VISTA FINANCIERO DE LAS ACTIVIDADES	88
12.	CONCLUSIONES	89

# **INFORME SOBRE EL PROYECTO DE CONCENTRACIÓN CONSISTENTE EN LA TOMA DE CONTROL DE HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO S.A. POR UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA S.A.**

Con fecha de 6 de abril de 2000 ha tenido entrada en esta Comisión escrito remitido por el Vicepresidente Segundo y Ministro de Economía y Hacienda en el que solicita a esta Comisión, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado Tercero.1 función Decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, informe preceptivo, en el plazo de quince días, sobre el proyecto de concentración consistente en la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (HC) por Unión Eléctrica Fenosa, S.A. (UEF) mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones.

En el ejercicio de las funciones que le atribuye la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía ha acordado, en su sesión del día 26 de abril de 2000, aprobar el siguiente

## **INFORME**

### **1. OBJETO DEL INFORME**

El presente informe tiene por objeto responder a la solicitud realizada por el Vicepresidente Segundo y Ministro de Economía y Hacienda en escrito con fecha de entrada en esta Comisión de 6 de abril de 2000, respecto a la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. por Unión Eléctrica Fenosa, S.A., mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones, todo ello en el ejercicio de la función decimoquinta del apartado Tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos de *informar preceptivamente sobre las operaciones de concentración de empresas o de toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector cuando las*

*mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión, de acuerdo con la legislación vigente en materia de competencia.*

Cabe señalar que el análisis que de la operación se realice no abordará los aspectos ligados con sectores no energéticos en los que participen las dos empresas.

## **2. PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO**

Con fecha 6 de abril de 2000, ha tenido entrada en el registro de la Comisión Nacional de Energía, escrito de fecha 5 de abril presentado por UEF, en el que se comunica que "... Unión Eléctrica Fenosa S.A. presentó el pasado 24 de marzo ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) una Oferta Pública de Adquisición de acciones (OPA) sobre el 100% del capital social de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. El folleto de dicha OPA está siendo estudiado en estos momentos por la CNMV".

Mediante escrito de fecha 7 de abril, la Comisión Nacional de Energía, al amparo de la función Decimoquinta, solicita de Unión Eléctrica Fenosa, S.A., la remisión de la información y documentación que se estima necesaria, a efectos del análisis de la operación comunicada. El plazo máximo para presentar la documentación requerida finalizaba a las 14:00h del día 11 de abril. Con fecha 11 de abril, antes de la finalización del plazo concedido, se recibe escrito de UEF por el que se solicita ampliación del plazo inicialmente fijado, a fin de dar cumplimiento, en debida forma, a la obligación de aportar la documentación.

Por escrito de fecha 11 de abril, de conformidad con lo dispuesto en el art. 49 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, se acuerda una ampliación de plazo inicial hasta el día 13 de abril de 2000, a las 14:00h. Con fecha 11 de abril se recibe parte de la documentación solicitada que se completa el día 12 con documentación adicional.

Posteriormente, con fecha de 14 de abril tiene entrada en la CNE información adicional remitida por Unión Eléctrica Fenosa.

Con fecha 11 de abril se remite carta a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, solicitando información sobre participaciones en diferentes procesos que configuran el mercado mayorista . Dicha información fue recibida en la Comisión con fecha de 14 de abril de 2000.

### **3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN**

#### **3.1. OFERTA REALIZADA**

*UNION ELECTRICA FENOSA, S.A.*, sociedad matriz de un grupo de sociedades, ha realizado una oferta pública de adquisición del 100 por cien de las acciones de la sociedad *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.*

En el momento de presentación de la oferta de adquisición de acciones, el capital social de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.* es de 226.393.536 euros (37.668.714.884 pesetas), representado por 113.196.768 acciones ordinarias, de 2 euros (333 pesetas) de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, de serie y clase única, representadas por medio de anotaciones en cuenta y admitidas a cotización en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona y Bilbao, teniendo todas ellas idénticos derechos políticos y económicos.

La contraprestación ofrecida por *UNION ELECTRICA FENOSA, S.A.* a los accionistas de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.* es de 24 euros por acción, es decir, 3.993 pesetas por acción.

#### **3.2. NÚMERO MÁXIMO Y MÍNIMO DE VALORES A LOS QUE SE EXTIENDE LA OFERTA**

La oferta realizada se extiende a todas las acciones de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.* que estén en circulación en el momento de formularse la misma, es decir, a 113.196.768 acciones, representativas del 100 por cien de capital social de la compañía.

La oferta se condiciona a la adquisición de un número mínimo de acciones que represente al menos el 80 por ciento del capital social de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.*; por lo tanto, el número mínimo de acciones a adquirir será de 90.557.415.

No obstante, este mínimo descenderá al 51 por ciento en el caso de que la Junta General de Accionistas de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.* adopte los siguientes acuerdos:

1. Eliminación de las restricciones estatutarias en materia de limitación al 10 por ciento de los derechos de voto de un mismo accionista o de su grupo.
2. Eliminación del requisito de antigüedad como accionista para ser designado Consejero o Presidente.
3. Revocación de las emisiones de *warrants*, es decir, obligaciones convertibles en acciones, acordada por la Junta General de 30 de junio de 1992.

El cuadro siguiente resume la oferta realizada:

#### RESUMEN DE LA OFERTA REALIZADA

OFERTA	NUMERO DE ACCIONES	VALORACION	
		euros	millones de pesetas
100% del capital social	113.196.768	2.716.722.432	452.025
80% del capital social	90.557.415	2.173.377.945	361.620
51% del capital social	57.730.351	1.385.528.440	230.533

### 3.3. CONTRAPRESTACIÓN OFRECIDA POR LOS VALORES

*UNION ELECTRICA FENOSA, S.A.* ofrece, como modalidad de contraprestación, permuta parcial de acciones de *UNION ELECTRICA FENOSA, S.A.* de nueva emisión, hasta un número total de una tercera parte de las acciones de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.* que

acepten la oferta, redondeándose por defecto dicho número al múltiplo más próximo de tres acciones.

Por lo tanto, los accionistas de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.* que acepten la oferta podrán optar por recibir en contraprestación acciones de nueva emisión de *UNION ELECTRICA FENOSA, S.A.*, a razón de una acción de *UNION ELECTRICA FENOSA, S.A* por cada acción de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.*, si bien este derecho queda limitado a un máximo de una tercera parte de las acciones de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.*. Los accionistas de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.* que sean titulares de un número de acciones inferior a tres, podrán agruparse a los efectos de hacer uso

El Consejo de Administración de *UNION ELECTRICA FENOSA, S.A* someterá a la Junta General de accionistas el acuerdo de aumento de capital necesario para emitir las acciones que constituyen parte de la contraprestación de la oferta realizada. Igualmente se someterá a la Junta la supresión total del derecho de suscripción preferente de los accionistas de *UNION ELECTRICA FENOSA, S.A*, en atención a exigencias del interés social.

### **3.4. DISEÑO DE LA OPERACIÓN**

La operación consiste en una OPA sobre el 100 por cien de las acciones de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., si bien condicionada a la adquisición de al menos el 80 por cien del capital social de esta última, o el 51 por cien en caso de adoptarse por la Junta General de Accionistas de dicha sociedad los acuerdos sociales referidos posteriormente en el presente informe.

Unión Eléctrica Fenosa, S.A. ha expresado que *“la finalidad perseguida por UEF con la adquisición de las acciones de HC es la alianza integradora entre los dos Grupos, al objeto de aprovechar las sinergias y ventajas que se derivan de aunar los esfuerzos de los mismos, tanto por su implantación territorial, como por sus respectivas cuotas de mercado en el sector eléctrico español y en otros negocios relacionados”*.

Sin embargo, en cuanto a la estructura final prevista de las sociedades cuyas acciones son adquiridas, no se señala por UEF cuál será ésta, indicándose en el folleto informativo de la OPA, que *“se estudiarán en el futuro las mejores alternativas desde un punto de vista jurídico, fiscal, económico y financiero, que permitan llevar a cabo dicha integración, sin descartar en este momento ninguna de dichas alternativas, incluyendo la fusión, que en todo caso se realizará de acuerdo con las normas aplicables al efecto y, en especial, la normativa reguladora del sector eléctrico”*.

Y en respuesta a la solicitud de información de esta Comisión respecto al diseño de la operación en escrito remitido el día 7 de abril de 2000, se repite lo indicado en el folleto informativo, y a su vez, se señala que *“en el momento actual por tanto no existen planes concretos que permitan definir la estructura societaria que pueda resultar al final del proceso”* y *“no es posible establecer a priori un esquema que represente la estructura del grupo empresarial resultante tras la adquisición de las acciones, ni de la estructura final prevista para las diferentes actividades”*.

Ante la posibilidad de una reordenación societaria del grupo, hay que poner de manifiesto que, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, UNION ELECTRICA FENOSA, S.A deberá someter a autorización de la CNE las eventuales operaciones enmarcadas dentro del proceso de reorganización societaria que afecten a las sociedades que realizan actividades reguladas en los sectores de electricidad y gas.

### **3.5. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN**

Con independencia del diseño final de la estructura de las sociedades adquirente y adquirida y de sus respectivas filiales, la operación supone la toma de control de Hidroeléctrica el Cantábrico, S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa, S.A.

En tal medida, constituye una operación de concentración que, cumpliendo uno de los umbrales que se establecen en el artículo 14 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, en la redacción dada a dicho precepto en el Real Decreto Legislativo 6/1999, (el volumen de ventas global

en España del conjunto de los partícipes supera en el último ejercicio contable la cantidad de 40.000 millones de pesetas, y al menos dos de los partícipes realizan individualmente en España un volumen de ventas superior a 10.000 millones de pesetas), debe ser objeto de notificación obligatoria al Servicio de Defensa de la Competencia.

Por el contrario, en principio y con arreglo a lo dispuesto en el artículo 1 del Reglamento (CEE) 4064/89, del Consejo, modificado por el Reglamento (CEE) 1310/97, la operación parece carecer de dimensión comunitaria, dado que se cumple la excepción referida en dicho artículo, pues cada una de las empresas afectadas por la concentración (UEF e HC) realiza más de las dos terceras partes de su volumen de negocios total en la Comunidad, en un mismo Estado miembro, a saber, España, por lo que la operación no debe ser objeto de notificación a la Comisión Europea.

## **4. CONSIDERACIONES PREVIAS**

### **4.1. SOBRE EL PROTOCOLO**

Un análisis jurídico completo de la operación de concentración que suscita el presente informe, hace necesario entrar a considerar cual es la incidencia que la misma tiene en *EL PROTOCOLO PARA EL ESTABLECIMIENTO DE UNA NUEVA REGULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL* (en adelante, el Protocolo), firmado en Madrid, el 11 de diciembre de 1996.

La Oferta Pública de Adquisición de acciones lanzada por UEF sobre HC obliga, pues, a plantearse en qué medida, la ulterior toma de control que la misma lleva aparejada, es compatible o no con la vigencia de uno de los compromisos que aparecen recogidos en el Protocolo.

Cualquier aproximación a la materia exige que, previamente, se profundice en la naturaleza jurídica del Protocolo Eléctrico y su carácter vinculante o no para los partes firmantes del mismo.

Tales partes firmantes son la Administración General del Estado, representada por el Ministro de Industria y Energía y los Presidentes de las principales empresas del sector eléctrico. Téngase en cuenta que el Presidente de Iberdrola, firmó en la doble condición de Presidente de la citada Compañía y de Presidente de la patronal del sector (UNESA).

En el Protocolo Eléctrico se señala que “antes de proponer al Gobierno para su remisión a las Cortes las modificaciones legales correspondientes, es conveniente alcanzar un acuerdo básico con los principales integrantes del sistema eléctrico español”.

De los informes jurídicos elaborados en esta Comisión en relación a la naturaleza jurídica del Protocolo Eléctrico y a la obligatoriedad de los compromisos adquiridos se extraen las siguientes conclusiones:

- El Protocolo Eléctrico se configura formalmente como un contrato cualificado, subjetivamente por la presencia de la Administración General del Estado y objetivamente, por presentar un contenido de diversa naturaleza de alcance político y jurídico, en la línea de los llamados “*Conciertos de administración*”.
- Actualmente, y tal como se recoge en la Exposición de Motivos de la Ley 54/1997, la vigencia material del Protocolo Eléctrico encuentra difícil justificación desde la perspectiva de las Administraciones Públicas, ya que, por un lado, la Ley 40/1994, “...*que constituye el punto de partida en el que se basan sus acuerdos ...*” ha sido derogada por la Ley 54/1997 y, por otro, los principios del Protocolo han obtenido “...*plasmación positiva...*” en la actual Ley del Sector Eléctrico.
- Invocando la doctrina de la desaparición del objeto del negocio, puede afirmarse que el Protocolo Eléctrico, en la medida en que sus principios aparecen ya recogidos por la Ley, carecería de vigencia en la práctica, salvo como instrumento de interpretación de la misma. No obstante lo anterior, desde una perspectiva estrictamente formal, podría defenderse que el compromiso mutuo mantendría su eficacia entre las partes firmantes, mientras no se inste la resolución.

- De acuerdo con todo lo anterior, el incumplimiento del compromiso recíproco de no adquirir acciones de las restantes empresas firmantes, no constituye un obstáculo jurídico a la eventual autorización de la operación de concentración por parte de la Administración General del Estado.

Por lo tanto, y como resumen, cabe decir que una vez aprobada la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el marco normativo de referencia respecto a la regulación del sector eléctrico viene establecido solamente por dicha Ley así como su desarrollo reglamentario, constituyendo el Protocolo Eléctrico sólo un documento cuya virtualidad se agota en la aportación de algunos criterios para interpretar la citada Ley y el proceso de liberalización del sector, pero siempre dentro del contenido normativo, y no más allá, que la misma ofrece.

## **4.2. CONSIDERACIONES SOBRE EL MARCO NORMATIVO**

### **4.2.1 *El marco normativo sectorial***

En el contexto de la liberalización de los diferentes sectores de la economía, el sector eléctrico español está siendo objeto de un proceso de liberalización gradual, que comenzó esencialmente desde la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Este proceso responde igualmente a las tendencias de liberalización del sector eléctrico emprendidas en la Unión Europea, teniendo precisamente entre sus objetivos la Ley 54/1997 antes citada el de incorporar la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad.

Dicha norma legal contempla la liberalización del sector eléctrico, mediante la creación de un mercado de generación, en el que el precio se determina de manera competitiva con arreglo a criterios de mercado, y un mercado minorista en el que progresivamente los clientes cualificados podrán adquirir la energía libremente, ya sea directamente a los productores, en el mercado organizado de producción o mediante contratos bilaterales, o a través de las llamadas comercializadoras.

En este nuevo marco normativo, uno de los principios esenciales, en consonancia con el mismo principio garantizado en el contexto de la Unión Europea, es el de libre establecimiento de nuevos operadores para el desarrollo de todas las actividades y, en particular, las de generación y comercialización, que se consideran actividades libres a diferencia de las llamadas actividades reguladas, el transporte y la distribución, que constituyen monopolios naturales, y para los que la introducción de competencia se materializa mediante el reconocimiento del derecho de acceso de terceros a las redes.

La introducción de principios de libre competencia en el desarrollo de las actividades eléctricas no reguladas conduce a la sustitución de criterios de intervención por el libre juego de las fuerzas del mercado, reemplazándose la actuación reguladora por la actuación garantizadora del libre juego, en condiciones de competencia efectiva, de los agentes en el mercado.

En tal medida, la Ley no contempla en absoluto previsión alguna sobre una determinada estructura horizontal del sector, previéndose solamente, respecto a las decisiones de los sujetos del sistema que afecten a dicha estructura, la intervención del regulador en el marco de las funciones que se atribuyen a la Comisión Nacional de Energía en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Por otra parte, cualquier análisis de la operación de concentración basado solamente en el tamaño de la nueva empresa, debe inscribirse en planteamientos aplicables a todos los agentes. En caso contrario, se pueden plantear problemas de discriminación respecto a agentes ya existentes de mayor tamaño. Igualmente el análisis debe contemplar el problema respecto del propio aumento de tamaño que se está produciendo en los cuatro grandes agentes en la actualidad, principalmente de los dos de mayor tamaño, fruto de los nuevos proyectos de generación, y al que no se le impone ninguna limitación.

Al análisis basado en la normativa sectorial anteriormente señalada, hay que añadir, una vez sustituida la regulación por el libre juego de las fuerzas

del mercado, la obligación para los sujetos del sistema eléctrico, en la adopción de sus decisiones empresariales, de respetar la normativa de defensa de la competencia, y en particular, la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, tal como ésta ha sido modificada por la Ley 52/1999, de 28 de diciembre.

Por ello, en el presente informe se realizan consideraciones teniendo en cuenta tanto la normativa sectorial como la citada normativa de defensa de la competencia, íntimamente relacionadas.

Por último, en cuanto al mercado de gas natural, afectado igualmente por la operación que se analiza, éste viene regulado en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en el que se contempla también una diferenciación entre actividades reguladas y no reguladas, previéndose primordialmente la liberalización de éstas últimas con un calendario progresivo de elegibilidad que permite a los consumidores finales adquirir libremente sus necesidades de gas.

#### **4.2.2 Marco normativo de defensa de la competencia**

Respecto a la normativa de defensa de la competencia, la Ley 16/1989, de 17 de julio, establece en su artículo 14, en la nueva redacción dada a dicho precepto en el citado Real Decreto-Ley 6/1999, que todo proyecto u operación de concentración de empresas deberá ser notificado al Servicio de Defensa de la Competencia (integrado en el Ministerio de Economía y Hacienda) por una o varias de las empresas partícipes cuando:

1. Como consecuencia de la operación se adquiriera o se incremente una cuota igual o superior al 25 por 100 del mercado nacional, o de un mercado geográfico definido dentro del mismo, de un determinado producto o servicio, o,
2. El volumen de ventas global en España del conjunto de los partícipes supere en el último ejercicio contable la cantidad de 40.000 millones de pesetas, siempre que al menos dos de los partícipes realicen

individualmente en España un volumen de ventas superior a 10.000 millones de pesetas.

Esta obligación de notificación no afecta a las operaciones que recaigan en el ámbito del Reglamento (CEE) 4064/89, del Consejo modificado por el Reglamento (CEE) 1310/97.

El artículo 16 de la Ley de Defensa de la Competencia establece que la apreciación de si un proyecto u operación de concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado se basará en un análisis de sus efectos restrictivos, previsibles o constatados, atendiendo principalmente a las siguientes circunstancias: a) Delimitación del mercado relevante, b) Su estructura, c) Las posibilidades de elección de los proveedores, distribuidores y consumidores y usuarios, d) El poder económico y financiero de las empresas, e) La evolución de la oferta y la demanda, f) La competencia exterior.

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

#### **4.3. CONSIDERACIONES SOBRE EL ESTADO ACTUAL DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN**

Desde el punto de vista de la CNE, el análisis que se lleve a cabo de la operación objeto de este informe, debe tener presente el marco en que en la actualidad se desenvuelve el sector energético, en general, y el eléctrico en particular.

En este apartado se presentan una serie de consideraciones sobre el estado de liberalización en el sector eléctrico, pues es en este sector en el que primordialmente se incardina la operación de adquisición. Dentro de este sector, se profundiza esencialmente en los aspectos relevantes de las dos

actividades que se abren a la competencia, la producción y la comercialización.

El sector eléctrico europeo se encuentra en un proceso de liberalización determinado por la obligación de incorporar a las respectivas legislaciones nacionales la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad. Dicha Directiva, cuya principal virtud fue establecer un marco mínimo de liberalización que orientase las aperturas de los países miembros en una misma dirección, ha sido traspuesta con desigual fuerza en los diferentes países miembros.

A lo anterior hay que añadir la todavía lejanía del objetivo final buscado por la mencionada Directiva: alcanzar un mercado único europeo de electricidad. En este sentido, España es uno de los países a los que más difícil les será acceder a dicho mercado único por su aislamiento eléctrico, fruto de un insuficiente nivel de interconexiones. Por otra parte, a dicho aislamiento físico se une el hecho de que su integración (y la de Portugal) a dicho mercado deba realizarse a través de Francia, que es el país miembro que más lentitud está demostrando en la liberalización de su sistema.

España ha sido uno de los países de la Unión Europea que más se han adelantado en el citado proceso de transposición, hecho que, aunque se reconozca que el proceso de liberalización no ha terminado, ha permitido a sus agentes, operadores e instituciones disponer de un marco de aprendizaje del que no disponen otros países miembros. Sin embargo, debido a su aislamiento, un esfuerzo mayor debe ser realizado en los desarrollos normativos que, a la espera de una futura conexión con dicho mercado único, concreten a nivel interno las políticas liberalizadoras. Es por eso por lo que se debe ser exigente con las posibles carencias existentes en nuestro país, aunque se reconozca que se está en una situación más avanzada que la existente en otros sistemas. Por ello, vaya por delante el reconocimiento de esta Comisión a la decisión liberalizadora del sector eléctrico en nuestro país, e intérpretese los comentarios que a continuación

se realizan como criterios que contribuyan de manera positiva al mayor progreso de la citada liberalización.

Parte del análisis típico que se realiza en una operación de concentración, y que también se considera en este informe, se basa en analizar las cuotas que alcanza la nueva empresa. Pero debe decirse que un análisis de la operación, basado únicamente en la consideración de las cuotas o de estudios que analicen los comportamientos de los agentes involucrados (estudios de equilibrios oligopolísticos con una estructura empresarial dada), que no tuviera en cuenta la problemática que acompaña a las actividades en que se están desarrollando dichos agentes perdería rigor y perspectiva.

Existen determinados extremos que pueden producir un riesgo regulatorio, con el consiguiente efecto sobre los sujetos que actúan en los mercados. El riesgo regulatorio, sea por carencias o por impredecibilidad de los cambios, actúa como barrera de entrada, siendo un factor que disminuye la contestabilidad de nuestro sistema.

Por ello se presenta a continuación, de manera resumida y no extensiva, parte de la problemática existente en el sector eléctrico español, la cual debe ser considerada a la hora de analizar la operación objeto del presente informe.

#### ***4.3.1 Explicitación de las metodologías de desarrollo normativo***

De cara a la disminución del riesgo regulatorio, es preciso transparentar las diferentes metodologías empleadas para el desarrollo normativo. 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, cuándo, cómo y porqué serán modificadas. Se recomienda desde esta Comisión que las metodologías que soportan cualquier normativa aprobada expliciten todos estos temas. En este sentido, esta Comisión brinda nuevamente su apoyo a la consecución de este importante objetivo, en el que ya se han iniciado trabajos con la Administración General del Estado.

### **4.3.2 Carencia de determinada normativa**

Existen también algunos otros problemas, lógicos en un sistema en fase de desarrollo, que pueden estar afectando, como barreras de entrada, al desarrollo eficaz de las actividades competitivas de comercialización y generación. El principal de ellos es la falta de promulgación de la normativa que regula el transporte, la distribución, las condiciones 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. Por ello se recomienda la máxima urgencia en la publicación de esta normativa, reiterando esta Comisión su ofrecimiento de apoyo, tal como lo ha venido haciendo en el curso de los trabajos realizados sobre la materia, los cuales se encuentran ya en un avanzado grado de elaboración.

Dicha normativa debe potenciar al máximo que nuestro sistema sea abierto a la competencia y que establezca las señales eficientes en todos los temas que aborde. Se comentan a continuación de manera breve los principales aspectos que pueden estar afectando a las actividades de comercialización y producción.

#### **4.3.2.1 Actividad de Comercialización**

Una de las principales claves para potenciar la actividad de comercialización, es que las funciones que han de cumplir los distribuidores de acuerdo con la Ley, queden claramente diferenciadas de las que han de llevar a cabo los comercializadores. Los primeros deben actuar como gestores de las redes y encargados del suministro a los consumidores a tarifa y los segundos como responsables de la venta de energía a los clientes cualificados.

Se deben evitar situaciones en que los comercializadores verticalmente ligados a distribuidores, se encuentren en posición dominante ante los otros comercializadores, esencialmente porque aquellos usen la calidad

de suministro como un posible valor comercial en sus ofertas. Con anterioridad al nuevo sistema, los consumidores recibían tanto la energía como el servicio de redes de un único proveedor, el distribuidor de su zona. Con el nuevo sistema que configura la Ley, se separa el suministro en dos componentes: energía y servicios de redes, aunque, en cualquier caso, tal y como sucedía en el pasado, la calidad sigue siendo responsabilidad del distribuidor. El consumidor tiene derecho a unos mínimos de calidad, con independencia de dónde compre la energía. Dada la comunidad de intereses entre algunos distribuidores y comercializadores, los consumidores pueden percibir que, en caso de contratar la energía con un comercializador que no perteneciese al mismo grupo que el distribuidor con quien están conectados, podrían sufrir deterioro en su calidad. Por ello, sólo si se establecieran unos mínimos de calidad individual, podría garantizarse la igualdad entre comercializadores.

Cabe también señalar la presencia de problemas técnicos que han incidido de forma negativa en el desarrollo del mercado, sobre todo aquellos aspectos relativos a la medición, recomendándose desde la Comisión que se haga cumplir con la adaptación de los equipos de medida una vez se superen los periodos transitorios establecidos. Parte de la problemática que ha impedido realizar un ejercicio adecuado de la elegibilidad está en el hecho de que no se ha dispuesto de equipos adecuados y que se han planteado problemas de diversa índole a la hora de permitir que comercializadores no integrados con el distribuidor de una zona accediesen, bien a las instalaciones para adecuar los equipos, o bien aprovechasen los equipos existentes, que no cumplen las condiciones establecidas en el Reglamento de Puntos de Medida, al igual que lo hacía el comercializador ligado al distribuidor de la zona.

También debe contemplarse en la nueva normativa el uso de determinada información que potencie el mercado minorista. Las distribuidoras disponen de información de los consumidores cualificados obtenida en un entorno de suministro regulado, tanto sobre los consumidores que ya cumplen la condición exigida, como sobre los que pueden hacerlo en un

futuro. En consecuencia, aquellos comercializadores que, bien no tengan distribución asociada, o bien traten de comercializar en zonas en las que los distribuidores no pertenezcan a su grupo, estarán en inferioridad de condiciones respecto a los comercializadores con distribución asociada. En ese sentido debe potenciarse, tal como establece la Directiva Europea, el establecimiento de barreras internas ("chinese walls") entre las actividades libres y reguladas ejercidas por una misma empresa, que tienda a proteger la confidencialidad de la información que le es conferida a los agentes que actúan en las actividades reguladas.

Como elemento dinamizador de la comercialización, que indirectamente presione al propio mercado mayorista, es importante que se adelante el calendario de elegibilidad.

También es importante considerar la posibilidad de introducir nuevas formas de contratación de la energía para permitir que el comercializador pueda introducir mayor dinamismo al mercado minorista, dirigidas a aumentar su poder de compra contratando directamente sus adquisiciones de energía con generadores mediante contratos bilaterales. No obstante, deberán introducirse las salvaguardas adecuadas para evitar los posibles efectos negativos que pudiesen aparecer en el mecanismo de reconocimiento de costes por la energía suministrada a clientes a tarifa.

En definitiva, y en base a los análisis de resultados de la implantación y desarrollo de la actividad de comercialización durante los dos primeros años de funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, se puede decir que no ha existido un desarrollo importante del mercado minorista, motivado por un lado porque las comercializadoras independientes pueden estar en una situación de inferioridad con respecto a las empresas tradicionales por motivos lógicos de ser nuevos entrantes en un mercado, pero también motivado porque el desarrollo regulatorio de la actividad no ha sido concretado todavía, y se dan situaciones de desigualdad para competir entre las nuevas comercializadoras y las empresas integradas en los grupos tradicionales.

Aunque en el actual Registro de comercializadores existe un elevado número de comercializadores, la gran mayoría corresponden a los distribuidores acogidos a la disposición undécima de la Ley 54/1997. De los nuevos comercializadores (no existentes antes de la promulgación de la Ley 54/1997), el único que ha realizado transacciones habituales en el mercado es ENRON, si bien los valores máximos horarios contratados (del orden de 2 MWh) son irrelevantes respecto al total.

#### **4.3.2.2 Actividad de producción**

La actividad de producción se caracteriza por un alto período de maduración de las inversiones que necesitan elevados recursos y el sometimiento a procesos administrativos complejos. A la misma se asocian diversas barreras de entrada, vigentes incluso en regímenes de funcionamiento en que, como en el caso español, la generación es una actividad desregulada, cuyos precios se fijan en el mercado mayorista, y cuya nueva capacidad no está sujeta a planificación o concesión sino a autorización previa.

La carencia de determinados desarrollos normativos introduce una inseguridad jurídica que, aunque afecta a todos los agentes, multiplica su efecto disuasorio en aquellos agentes que invertirán por primera vez en el sistema eléctrico. En nuestro caso, el caso más paradigmático es la carencia actual de la normativa que define la forma en que se realizará la planificación de la red de transporte, la imputación de costes de refuerzos que se hará a la generación, y la forma en que se otorgarán los accesos a la misma, ya que dicha red es a la que, en un gran porcentaje, se conectarán los nuevos generadores.

Por otro lado, existen determinadas partes de los procesos administrativos que están representando una auténtica barrera de entrada a nuevos agentes, incluyendo entre estos a los propios agentes actuales en sus proyectos de nuevas centrales de producción. En los contactos que esta Comisión lleva a cabo periódicamente con dichos agentes, presentan como caso más significativo el proceso de aprobación del

estudio de impacto medioambiental. En la medida en que este proceso está ralentizando todo el sistema de autorización administrativa previo a la construcción de nuevas plantas de producción, deben destinarse los recursos suficientes y/o mejorar la metodología vigente, así como utilizar todos los sistemas posibles, con objeto de disminuir en la medida de lo posible esta importante barrera, que limita los mecanismos de accesibilidad a la competencia de nuestro mercado.

#### **4.3.3 Carencia de suficiente nivel de interconexiones con Francia**

Los agentes que pueden operar en nuestro mercado pueden clasificarse en nacionales y externos. La competencia en el mercado vendrá determinada por estos dos colectivos, a los que presionan indirectamente los posibles nuevos inversores, que acudirán atraídos si los precios son suficientemente elevados.

En la medida en que las interconexiones son insuficientes, y que los tiempos de construcción de las mismas son, a la vista de la experiencia, de muchos años, la competencia debería centrarse en los agentes existentes y en potenciar nuevos entrantes, procurando eliminar cualquier barrera de entrada a estos últimos.

El principal problema con que se encuentra un posible aumento del nivel de interconexión no es ni económico, ni técnico ni medioambiental: es un problema de índole política. Las ventajas que representa el dejar de estar aislados eléctricamente, justificaría cualquier esfuerzo en ese sentido. Y deben existir soluciones que, tomando en consideración todos los aspectos técnico, económicos y medioambientales, y con la intervención de todos los interesados, permitan desbloquear esta situación.

Por ello, esta Comisión insiste en la necesidad urgente del establecimiento, por parte de los Gobiernos involucrados y de la propia Comisión Europea, de un plan de actuación que desbloquee la actual situación.

Si después de abordarse el problema con decisión, se llegara a la conclusión de que no es posible aumentar las interconexiones en un período razonable de tiempo, debería entonces valorarse la oportunidad de tomar medidas nacionales más drásticas para aumentar la competencia interna del mercado, asumiendo que ésta no provendrá del exterior.

Entretanto no se alcance un determinado nivel de interconexiones aceptable, deberá establecerse un periodo transitorio en el que se concreten determinadas medidas tendentes al aumento de la competencia interior.

Esta Comisión no ha entrado en la valoración de dichas nuevas medidas de incremento de la competencia, ya que las mismas requerirían modificaciones en el marco normativo actual. El citado análisis desborda el marco en el que se realiza el presente informe, debiendo acometerse en función de las perspectivas de ampliación de la capacidad de interconexión y del nivel de competencia efectiva en el sector y, posiblemente, dentro del marco temporal ya previsto.

Por lo tanto, la Comisión ha restringido su análisis a la aplicación de la normativa sectorial existente y a valorar el impacto que, sobre la competencia existente en la actualidad, presenta la operación.

Una cuestión muy relevante a la que este informe no está en condiciones de responder es la cuantificación de la capacidad de interconexión mínima con Francia tal que permitiera que el mercado español fuese accesible a la competencia (*contestable*). Parece evidente que una capacidad comercial para intercambios desde Francia de un máximo de 1.100 MW<sup>1</sup>, a la que se agrega una capacidad máxima desde Portugal de otros 1.000 MW, no resultan realmente significativas frente a una demanda en punta de 33,5 GW. No obstante dada la complejidad política y financiera de un proyecto de esta envergadura, una cuantificación de la capacidad mínima debe responder a un análisis muy cuidadoso tanto en términos de las posibles

---

<sup>1</sup> Esta capacidad comercial, basada en el flujo físico, podría ampliarse en la medida en que hubiese transacciones económicas en sentido contrario a la limitación. Sin embargo, el alcance de

estrategias de mercado como en términos de la capacidad física de la red española, no siendo válidas las hipótesis que en el pasado se realizaban en los análisis coste/beneficio, ya que la situación ha cambiado sensiblemente. Independientemente de lo anterior, la lejanía que representa el nivel actual de interconexión respecto de cualquier valor mínimo que se calcule, hace que este cálculo, por ahora, sea irrelevante a la hora de valorar la viabilidad económica de una nueva línea de interconexión.

---

este aumento es muy limitado en la medida en que se basa en transacciones no eficientes que no han acudido a los mecanismos de arbitraje de precios.

## **5. LA DEFINICIÓN DEL PRODUCTO RELEVANTE Y DEL MERCADO GEOGRÁFICO RELEVANTE**

En este apartado y los dos siguientes, se va a realizar una serie de consideraciones en las que se presenta el fundamento de las diferentes ópticas desde las que se va a llevar a cabo el análisis sistemático de la operación de concentración, así como la introducción de una serie de definiciones que se emplearán a lo largo del presente informe.

Dado que el mayor impacto de la operación se produce en el sector eléctrico, el análisis se centrará esencialmente en dicho sector y, dentro de él, en las dos actividades liberalizadas: generación y comercialización.

El presente capítulo se centra en definir cuáles son los productos a analizar y cuál debe ser el mercado relevante.

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

A este respecto, procede tomar en consideración la “Comunicación de la Comisión Europea relativa a la definición de mercado de referencia a efectos de la normativa comunitaria en materia de competencia”<sup>2</sup> en la que se clarifican los procedimientos y los parámetros usados por las autoridades de competencia europeas para definir el mercado relevante en los casos de antitrust y de concentraciones económicas.

Como señala la CE, “el objetivo de definir un mercado en sus dos dimensiones, de producto y geográfica, es identificar a aquellos competidores de las empresas en cuestión, que son capaces de restringir su

---

<sup>2</sup> DOCE C 372 el 9/12/1997.

comportamiento y de impedirles que actúen sin sentirse sometidas a una presión competitiva efectiva”.

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

## **5.1. EL MERCADO DE PRODUCTO RELEVANTE**

El mercado de producto relevante se determina comparando todos aquellos productos y/o servicios que pueden ser considerados como intercambiables o sustitutivos por el consumidor debido a sus características, a sus precios o al uso que se hace de ellos.

En lo que se refiere al producto se puede considerar que es la electricidad el producto relevante, descartando otras definiciones más amplias que incluirían distintas fuentes alternativas de energía, por ejemplo, el gas. Esta es la posición adoptada por la Comisión Europea en la Decisión IV/M.1190 Amoco-Repsol-Iberdrola-Ente Vasco de la Energía, así como en decisiones anteriores (IV/M493 Tractabel-Distrigaz II; IV/M568 EF-Edison-ISE; IV/M.931 Neste-IVO). La Comisión Europea defiende esta postura argumentando que si bien puede existir cierta sustituibilidad por el lado de la demanda, ésta se producirá a muy largo plazo y requerirá importantes inversiones por parte de los usuarios que deberán adaptar su equipamiento según la fuente de energía elegida.

Una vez identificado el producto, la electricidad, es preciso determinar si deben considerarse las diferentes actividades eléctricas, -generación, transporte, distribución y comercialización-, como fases de un mismo proceso productivo que conforma la oferta de electricidad y por tanto, se debe hablar de un único mercado o si, por el contrario, deben diferenciarse, al menos, cuatro mercados correspondientes a cada una de esas actividades. La primera estrategia parece ser la más adecuada en aquellos contextos en que el suministro eléctrico es proporcionado por empresas verticalmente integradas sujetas a regulación en todas las actividades. Este planteamiento puede haber justificado la definición de mercado que hace la

Comisión Europea en el caso IV/34.598 Electricidade de Portugal-Proyecto Pego (DOCE 1993, C265/3) y en el caso IV/33.473 Scottish Nuclear-Acuerdo sobre Energía Nuclear (DOCE 1991, L 178/31).

En contextos en que algunas actividades tienen carácter de actividades liberalizadas y otras de actividades reguladas, como es el caso, es más apropiado hacer una definición del mercado relevante más ajustada a la naturaleza de cada una de las actividades, máxime cuando es posible que las condiciones de entrada en cada uno de esos mercados sean muy distintas desde el punto de vista regulatorio y que los agentes que participen en los mercados no sean los mismos. Éste es un primer paso en la dirección apropiada que apunta la propia Directiva 96/92/CE sobre el Mercado Único de la Electricidad, al requerir la progresiva desintegración contable de actividades.

En tal medida, cabe diferenciar un mercado relativo a las actividades de transporte, otro de las actividades de distribución, y en cuanto a las actividades liberalizadas, un mercado de generación y otro mercado de comercialización. Es por ello que, en apartados posteriores, se realizará un análisis del impacto de la operación en cada una de las actividades citadas.

Asimismo, podría realizarse una delimitación de mercados todavía más específicos. Más concretamente, con respecto a la generación, podrían considerarse productos distintos los kilovatios ofrecidos en distintos momentos del día (horas punta y valle, por ejemplo) o la energía ofertada con un día de antelación o con plazos más cortos, o la provisión de los denominados servicios complementarios. En apartados posteriores se procurará realizar un recorrido sobre el impacto que la operación pudiese tener en cada uno de los procesos que configuran el mercado mayorista (mercado diario, intradiario y servicios de regulación secundaria, terciaria y de gestión de desvíos), desglosando estos, a su vez, en función del momento del día en que se ofertan. De esta manera se analizarán posibles estructuras concentradas tanto en alguno de los procesos como en algún ámbito temporal.

Las actividades de transporte y distribución tienen características de monopolio natural ya que no tiene sentido la existencia de una multiplicidad de redes para suministrar una misma demanda eléctrica.

Es en las actividades de generación y comercialización en donde existe una más clara capacidad de que pueda haber un mercado en competencia efectiva. Por ello, a continuación se procede a desarrollar con mayor amplitud la delimitación del mercado geográfico relativa a estas actividades, manteniendo la definición del mercado de producto propuesta anteriormente.

Debe señalarse que, independientemente de las cautelas señaladas en el apartado en que se definen los índices de concentración, el análisis se ha realizado basándose en los datos correspondientes a un limitado espacio de tiempo (1998 y 1999). En ese sentido, los efectos coyunturales de determinados aspectos (hidraulicidad, evolución de demanda, indisponibilidades, modificaciones normativas, etc.) pueden determinar unas cuotas que no reflejen la situación media.

## **5.2. EL MERCADO GEOGRÁFICO RELEVANTE**

Según la definición de la Comunidad Europea, el mercado geográfico comprende el área en la que las empresas en cuestión ofrecen bienes o servicios, en donde las condiciones de competencia son suficientemente homogéneas y que pueden distinguirse de otras áreas vecinas por tener condiciones de competencia notablemente distintas.

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.

No obstante, podría realizarse una delimitación más precisa de determinados submercados dentro del mercado mayorista organizado de producción, en los que el ámbito geográfico sea más reducido, como el mercado de gestión de restricciones en determinadas regiones, en el que sólo determinadas empresas pueden resolver las mismas.

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 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 este Régimen que actúe directamente en el mercado mayorista .

La Comisión Europea también ha realizado una delimitación del mercado relevante de carácter nacional en varios asuntos en los que ha tenido la oportunidad de valorar determinadas concentraciones celebradas en el sector de la energía eléctrica. Así lo ha hecho en su decisión en el caso Tratebel/Distrigaz II en el que con base en razones económicas y jurídicas, considera que las sociedades que desarrollan las actividades de producción, importación, transporte y distribución de electricidad han operado históricamente sobre bases nacionales, si bien no excluye en este momento que en el futuro los mercados adquieran dimensión comunitaria.

Esta misma doctrina se reitera en la decisión EDF/EDISON ISE, en el que las compañías implicadas actuaban a escala nacional, siendo diferente la estructura de la oferta en cada Estado, pero subrayando la posibilidad de

que los marcos regulatorios de los Estados miembros pudieran variar, permitiendo identificar en tal momento mercados más amplios. Por último, en una decisión<sup>3</sup> acordada después de haberse adoptado la directiva europea del mercado interior de la energía, la Comisión Europea entiende que el mercado geográfico de referencia es el mercado peninsular español, debido al flujo limitado de intercambios entre España y otros países.

Dado el actual estado de bloqueo en la construcción de nuevas líneas con Francia y que, además, en caso de una hipotética apuesta por el desarrollo de las interconexiones con este país, el período de construcción de las mismas sería bastante largo, la hipótesis de mercado relevante nacional peninsular es la más probable de todas en el corto plazo y, en concreto, en la actualidad. Las cuotas e índices que se presentan en apartados posteriores se han calculado bajo la anterior premisa.

No obstante, tras estas consideraciones y en el caso de la península ibérica, conviene tener presente que en el futuro, incluso en el corto plazo, y teniendo en cuenta el volumen no desdeñable de flujos de energía eléctrica que pueden llegar a realizarse entre España y Portugal si se armonizan sus grados de apertura y regulación, podría realizarse una delimitación de mercado relevante geográfico más amplio en relación con la actividad de producción y comercialización, que comprendiera toda la península ibérica. En ese caso, cualquier operación de concentración deberá realizarse teniendo en cuenta los acuerdos existentes entre empresas portuguesas y españolas.

Así podría realizarse teniendo en cuenta asimismo los términos en que se expresa la Comisión Europea en la Comunicación antes citada, que se refiere a *“el continuo proceso de integración de mercado, en particular en la Unión Europea, cuando se definen los mercados geográficos, especialmente en el área de concentraciones y joint ventures estructurales”*.

Como puede observarse, la perspectiva desde la que se analizaría la competencia en el sector eléctrico, cambiaría sustancialmente si el mercado

---

<sup>3</sup> IV/M.1190 Amoco-Repsol-Iberdrola-Ente Vasco de la Energía

relevante fuese el europeo, siendo extraordinariamente complicado realizar análisis coherentes y consistentes sin tener definido, con un horizonte suficiente, cuál es el mercado relevante. De ahí la gran importancia que tiene abordar la problemática que acompaña a las interconexiones internacionales.

## **6. ENFOQUES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL Y CONJUNTO DE LA OPERACIÓN**

El análisis de la operación de concentración no solo se debe realizar desde el punto de vista de los parámetros individuales de la nueva empresa. Es también necesario conocer si la citada operación refuerza potenciales conductas colectivas.

El análisis de la concentración no debe tener por objeto la prohibición de la misma si ésta crea o refuerza una posición dominante en el mercado relevante, sino sólo en el caso en que la misma pueda obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mismo.

En relación con el informe del Tribunal de Defensa de la Competencia, el artículo 16 de la Ley de Defensa de la Competencia establece que la apreciación de si un proyecto u operación de concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado se basará en un análisis de sus efectos restrictivos, previsibles o constatados, atendiendo principalmente a las siguientes circunstancias: a) Delimitación del mercado relevante, b) Su estructura, c) Las posibilidades de elección de los proveedores, distribuidores y consumidores y usuarios, d) El poder económico y financiero de las empresas, e) La evolución de la oferta y la demanda, f) La competencia exterior.

Asimismo, podrá considerarse la contribución que la concentración pueda aportar a la mejora de los sistemas de producción o comercialización, al fomento del progreso técnico o económico, a la competitividad internacional de la industria nacional o a los intereses de los consumidores o usuarios y si

esta aportación es suficiente para compensar los efectos restrictivos de la competencia.

Por ello, el análisis que procede realizar de la operación de concentración objeto del presente informe debe tomar en consideración los criterios y factores que acaban de referirse, y sobre los que el Tribunal de Defensa de la Competencia viene fundamentando sus informes sobre las operaciones de concentración que le son remitidas por el Ministerio de economía y Hacienda.

Entendemos que debe examinarse el efecto de reforzamiento de la posición dominante, **ya sea individual o colectiva**, que pueda derivarse de la concentración, y su incidencia en el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado.

## **6.1. LA POSICIÓN DOMINANTE INDIVIDUAL**

Existen tres tipos de efectos que es preciso analizar: los efectos horizontales en los mercados en que las empresas desarrollan las mismas actividades, los efectos verticales en los mercados ascendentes o descendentes, y los efectos conglomerales producidos.

En este análisis, cobran especial relevancia el cálculo de la cuota de mercado de la entidad fusionada, la de los competidores, el grado de concentración antes y después de la concentración, así como el grado de competencia real, la existencia de barreras de entrada al mercado, la existencia de exceso de capacidad u otros indicios de flexibilidad de la oferta, las posibilidades de competencia potencial, etc.

### **6.1.1 La cuota de mercado de la empresa fusionada.**

En primer lugar procede el análisis de la estructura de la oferta, a través de la cuota de mercado, para determinar si, a pesar de la fusión, los competidores serán capaces de hacer frente al poder económico de la empresa fusionada, así como las posibilidades de fuentes de suministro alternativo de los consumidores.

De enorme trascendencia para el análisis de la creación o reforzamiento de una posición dominante a través de la OPA de UEF sobre HC es la cuota de mercado que se alcanza por ambas.

A este respecto, cabe señalar que en el propio texto del Reglamento (CEE) 4064/89, del Consejo, tal como ha quedado modificado por el Reglamento (CEE) 1310/97, de 21 de diciembre, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas, y en particular en el considerando 15 se dice *“que las operaciones de concentración entre empresas con cuotas de mercado limitadas no suponen un obstáculo para una competencia efectiva y pueden, por tanto, considerarse compatibles con el mercado común; que ello puede presumirse sin perjuicio de los artículos 85 y 86 del Tratado, en particular cuando la cuota de mercado de las empresas afectadas no supere el 25 por 100 ni en el mercado común ni en una parte sustancial del mismo”*.

En consecuencia, la Comisión Europea no ha puesto objeciones a una serie de operaciones enjuiciadas considerando, sin entrar en análisis más profundos, que la cuota de mercado alcanzada con la concentración no era suficientemente importante para considerar la existencia de una posición dominante.

En general, cuotas de mercado inferiores al 40 % han permitido a la Comisión Europea considerar que no existía una posición dominante, mientras que si se supera dicha cifra, el análisis entrará seguramente en la segunda fase de investigación prevista en el Reglamento.

Igualmente, la detentación de una elevada cuota de mercado no constituye un criterio que por sí mismo permita entender la existencia de una posición dominante, pues ello dependerá a su vez de la capacidad de la empresa para mantener dicha cuota en el tiempo, y la aptitud de sus competidores para reducirla fácilmente.

Si del análisis de cuotas que se realice para la entidad fusionada, como en el caso que nos ocupa, surgiesen valores menores del 25 %, las consideraciones anteriores nos permitirían concluir, solamente, la

existencia de una presunción de que la concentración UEF-HC no constituye un supuesto de creación o refuerzo de una posición de dominio individual, pero en principio no excluiría la posibilidad de su enjuiciamiento como un caso de posición dominante colectiva.

### **6.1.2 *El grado de concentración de la oferta y su aumento como consecuencia de la concentración.***

Este criterio es también de importancia esencial en el juicio de la determinación de una posición dominante, considerándose en general que los efectos de una concentración serán más perjudiciales cuanto mayor sea el grado de concentración del mercado.

Para examinar este criterio, se debe tomar en consideración el número de competidores, sus cuotas de mercado y la diferencia de cuotas entre los mismos.

En este punto, resulta de especial interés, respecto al caso que nos ocupa, destacar que la simple circunstancia de la desaparición de un competidor, y por tanto, la reducción del número de competidores, no conduce, por sí misma, a la consideración de la creación o reforzamiento de una posición dominante, y aun menos que ello comporte una restricción de la competencia.

No obstante, también es cierto que podrá tener una especial relevancia la eliminación de un competidor, si éste es agresivo o capaz de hacer frente al poder de mercado de la empresa con anterioridad a la fusión, lo cual puede tener efectos perjudiciales sobre el mantenimiento de la competencia efectiva. Esta circunstancia es analizada igualmente, como veremos más adelante, en el marco de las concentraciones celebradas en mercados oligopolísticos. En apartados posteriores se procurará analizar la conducta y agresividad competitiva de HC en los diferentes mercados en los que ha venido participando, así como la comparación de cuotas respecto a los otros agentes.

En el análisis de este criterio, la Comisión Europea ha otorgado una gran importancia a las diferencias de cuotas de mercado entre la entidad fusionada y el resto de competidores, que permite determinar el grado de poder económico de la primera así como la capacidad de los segundos para hacerle frente.

### **6.1.3 Otros criterios**

Otro conjunto de criterios, algunos de los cuales se han tenido en cuenta en los análisis que se llevan a cabo en apartados posteriores, son los siguientes: capacidad de producción de los competidores y su habilidad, mediante aumento de la producción, para hacer frente a elevación de los precios de la entidad fusionada; capacidad financiera de dichos competidores, que les permitirá invertir en investigación y desarrollo, know-how y publicidad, para hacer frente a la competencia de la entidad fusionada; el grado de acceso a las materias primas de la entidad fusionada y sus competidores.

## **6.2. LA POSICIÓN DOMINANTE COLECTIVA.**

De mayor interés en el juicio del caso que nos ocupa es la práctica decisoria y jurisprudencia en relación con la posición dominante colectiva en el contexto de mercados de carácter oligopolístico.

La teoría de la posición dominante oligopolística en el ámbito comunitario es similar a la tenida en cuenta en los Estados Unidos, y se basa en el principio de la acción coordinada, según la cual un aumento de la concentración del mercado aumenta la probabilidad de éxito de prácticas de colusión tácita o de comportamientos conscientemente paralelos.

La aplicación del Reglamento Europeo de concentraciones a las posiciones dominantes colectivas ha sido una cuestión controvertida pues el lenguaje del artículo 2 del citado Reglamento no se refiere, como el artículo 82 del Tratado CE, a la posición dominante de una o varias empresas, hasta que la

Comisión Europea decidió su aplicación en el asunto Nestlé/Perrier<sup>4</sup>. En una nueva decisión, en el asunto Kali + Salz/MDK<sup>5</sup>, la Comisión Europea volvió a aplicar el Reglamento de concentraciones imponiendo obligaciones tras estimar la existencia de una situación de posición dominante colectiva, entendiendo que la consideración de los objetivos de la política de competencia así como el efecto útil del Reglamento, conducían a la necesidad de su aplicación a estas situaciones, siendo confirmada la tesis de la Comisión Europea respecto a la aplicabilidad del citado Reglamento, mediante sentencia del Tribunal de Justicia de Luxemburgo de 31 de marzo de 1998<sup>6</sup>.

Antes de la citada decisión de la Comisión Europea en el asunto Nestlé/Perrier, la Comisión Europea se pronunció en otros asuntos sobre la posición dominante colectiva. En el asunto Alcatel/AEG Kabel, en el mercado de cables eléctricos en Alemania, la cuota de mercado de la entidad fusionada alcanzaba el 25 % del mercado, con otros dos competidores de 13 % y 10 % y otro conjunto numeroso de pequeños competidores. La Comisión Europea rechazó el argumento del organismo alemán de defensa de la competencia consistente en que el índice de concentración de las tres empresas dominantes era superior al 50 %, a su vez acompañado de otras circunstancias de la industria como la existencia de una demanda estancada, la homogeneidad de los productos y la existencia de una tecnología madura.

Sin resolver la cuestión sobre la aplicabilidad o no del Reglamento de control de concentraciones (lo cual fue tratado en el asunto Nestlé/Perrier), la Comisión Europea consideró, a pesar de los argumentos antes referidos, que los precios habían bajado un 20 % los últimos años y los clientes (empresas de servicio público) podían contrarrestar el poder de mercado mediante su poder de compra.

---

<sup>4</sup> Nestlé/Perrier, decisión de 22-7-1992, asunto IV/M.190, DOCE 1992 L 365/1.

<sup>5</sup> Kali + Salz/MDK/Treuhand, decisión de 14-12-1993, asunto IV/M.308, DOCE 1994 L 186.

<sup>6</sup> Sentencia del TJCE República Francesa c. Comisión, asuntos acumulados C-68/94 y C-39/95, Rec., 1998, p. I-1375.

En otro asunto, Henkel/Nobel<sup>7</sup> se alcanzaba una cuota conjunta del 10/25 % en dos mercados considerados, convirtiéndole en el segundo o tercer competidor más importante, y con un índice de concentración en cada uno de dichos mercados de 50 % y 75 %. Sin embargo, la Comisión Europea entendió que ello no obstaba a la competencia efectiva, teniendo en cuenta la influencia competitiva de productos sustitutivos, la fuerza de otras empresas competidoras a pesar de sus reducidas cuotas de mercado y la elevación del índice de concentración de la demanda<sup>8</sup>.

Pero el asunto más importante es el antes citado Nestlé/Perrier, en el que la Comisión Europea se opuso a la fusión de las empresas Nestlé y Perrier, teniendo en cuenta que la entidad fusionada habría alcanzado una cuota de mercado similar a la del otro competidor, BSN, en los mercados relevantes, el mercado de agua mineral embotellada en Francia, creándose una situación de duopolio acompañada de una serie de características de la industria.

La Comisión Europea tuvo en cuenta, entre otras cuestiones, la situación de ausencia de competencia con anterioridad a la fusión, la existencia ya con anterioridad de una práctica de paralelismo de precios, los altos márgenes de los líderes en el mercado respecto a las empresas locales, la homogeneidad de los productos combinado con los mecanismos de intercambio de información en el marco de asociaciones empresariales, así como una serie de características comunes de Nestlé y su competidor, BSN, en relación con los costes de producción, la capacidad de producción, y cuotas de mercado similares.

Todas estas circunstancias facilitaban, a juicio de la Comisión Europea, la colusión entre los dos competidores líderes en el mercado, refiriéndose igualmente a la imposibilidad de los pequeños competidores para afrontar la competencia e impedir dicha colusión, dado que no disponían de poder suficiente para ello.

---

<sup>7</sup> Asunto IV/M.186 (23 de marzo de 1992).

<sup>8</sup> Ver igualmente el asunto Thorn EMI/Virgin Music (Asunto IV/M.202 (27 de abril de 1992)).

La doctrina de la Comisión Europea se ha manifestado primordialmente respecto a los duopolios. En este sentido, cabe señalar que las decisiones de la Comisión Europea en las que ha analizado la posición dominante colectiva detentada por grupos de tres empresas son escasas, habiendo en general procedido a su autorización en la primera fase de análisis.

A continuación exponemos brevemente algunas decisiones en este ámbito:

En el asunto Mercedes-Benz/Käsbohrer, asunto IV/M.477 (decisión de 14 de febrero de 1995) OJ L 211/1, la concentración fue analizada en la segunda fase, siendo aprobada a pesar del alto nivel de concentración de las tres empresas líderes en el mercado y la existencia de vínculos económicos entre los competidores, debido a la heterogeneidad de los productos.

En AKZO/Nobel Industrier<sup>9</sup>, fue aprobada la fusión en la primera fase a pesar de que la concentración eliminaba a una empresa agresiva en el mercado y el grado de concentración de la oferta de las tres empresas que quedaban en el mismo alcanzaba el nivel del 90 %, todo ello con base en la consideración de la Comisión Europea de la no probabilidad de comportamientos paralelos estables.

En general, cabe estimar que un nivel de concentración muy elevado (por ejemplo, el 80 %) de tres empresas en el mercado desencadenará al menos un mínimo análisis por parte de la Comisión Europea de la posibilidad de existencia de comportamientos oligopolísticos.

Un criterio de importancia en este análisis es el incremento del grado de concentración de la oferta como consecuencia de la fusión, habiéndose descartado, precisamente en un asunto relativo a un grupo de tres empresas<sup>10</sup>, la posibilidad de que la operación planteara problemas de posición dominante colectiva al producirse un aumento de la cuota de mercado a resultas de la fusión de sólo un 1,6 %.

En otro asunto, se considera que un aumento de la cuota del mercado del 10 % es suficiente para plantearse si la concentración plantea problemas, si

---

<sup>9</sup> Asunto IV/M.390 (10 de enero de 1994).

bien en general debe señalarse que cuanto mayor sea el grado de concentración del mercado, mayor será la importancia de los pequeños competidores para el mantenimiento de la competencia efectiva.

En este sentido, debe recalarse que la Comisión Europea no ha establecido criterios claros por los cuales pueda entenderse que determinadas operaciones puedan considerarse “*de minimis*”.

A este respecto, hay que recordar la doctrina estadounidense de las llamadas empresas “*maverick*” o empresas destacadas por su agresividad en su política de precios o estrategias de producción, y cuya eliminación mediante una fusión, puede aumentar el riesgo de coordinación más allá de lo que cabría esperar de la mera suma de la cuota de mercado de la misma. A este respecto cabe señalar la política estadounidense plasmada en sus “Merger Guidelines”, y en el ámbito comunitario europeo, la decisión Gencor/Lonrho, en la cual fue prohibida la concentración teniendo en cuenta entre otros factores, la estrategia de precios bajos de la empresa adquirida. Sin embargo, también cabe citar la decisión AKZO/Nobel Industrier<sup>11</sup> en la que la Comisión Europea aprobó una concentración en la primera fase de análisis a pesar de que la operación eliminaba a una empresa “*maverick*” que constituía el único competidor independiente, aunque el grado de concentración del mercado tras la fusión era del 90 %.

Otro criterio de importancia en este análisis, y no exento de polémica, es la necesidad o no de la existencia de vínculos entre las empresas para que pueda estimarse la existencia de posición dominante colectiva. Entre tales vínculos puede citarse los de carácter económico, estructural o de otro tipo, pudiendo citarse como ejemplos las participaciones cruzadas, acuerdos de cooperación, otro u tipo de acuerdos.

Tras una cierta evolución de la práctica decisoria y jurisprudencia puede decirse, con base en la sentencia del Tribunal de Justicia de Luxemburgo de 31 de marzo de 1998, que la existencia de vínculos entre los miembros de un oligopolio no es necesaria para poder estimar la existencia de una

---

<sup>10</sup> Asunto Mercedes Benz/Kassbohrer, asunto IV/M.477 (14 de febrero de 1995).

posición dominante colectiva, si bien la existencia de tales vínculos permitirán estimar más fácilmente la existencia de un oligopolio y los riesgos derivados del mismo. Esta postura apuntada en la citada sentencia se ve claramente reafirmada en la sentencia del Tribunal de Primera Instancia de 25/3/1999 en el asunto T-102/96 Gencor Ltd /Comisión, en el que se avanza más todavía en el sentido de que los vínculos estructurales entre los miembros de un oligopolio no son un criterio necesario para estimar la existencia de una posición dominante colectiva. La propia estructura oligopolística del mercado ya comportaría la existencia de vínculos económicos que equivaldrían a vínculos estructurales.

Las características de la demanda, tal como ya se ha comentado en otros apartados, son también consideradas en este análisis, de manera que la colusión oligopolística será más probable si la demanda está estancada o en descenso, si es relativamente inelástica al precio o si es constante más que variable y fluctuante.

El exceso de capacidad, tal como también se ha anticipado, constituye otro criterio tomado en consideración, que facilitará la colusión si es detentada por las empresas en el marco de un oligopolio, y la dificultará si es detentada por las empresas pequeñas en el mercado.

Por otro lado, la simetría de las características de los competidores oligopolistas facilitará la posibilidad de colusión entre ellos, simetría que puede tener lugar en relación con la cuota de mercado, las estructuras de costes, la capacidad de producción o la dimensión financiera.

Tampoco debe olvidarse que la transparencia del mercado constituye un criterio importante en el análisis de la posición dominante colectiva, pues está directamente relacionado con la capacidad de los oligopolistas para coludir tácitamente en materia de precios y producción, así como para identificar a los miembros que se separan de las reglas de colusión tácita.

Indicios de esta transparencia del mercado vienen dados por la homogeneidad de los productos, o por el nivel de madurez y estabilidad de

---

<sup>11</sup> Asunto IV/M.390 (10 de enero de 1994).

la tecnología del mercado en contraposición a la existencia de un alto nivel de innovación tecnológica; o por razón de los mecanismos de formación de precios, si son negociados individualmente y de manera privada; o teniendo en cuenta la existencia de mecanismos que facilitan intercambios de información; e igualmente, los mercados en los que los precios se determinan mediante ofertas competitivas son más propensos a la colusión tácita.

## **7. ESTRUCTURA DEL SECTOR Y ACCESIBILIDAD A LA COMPETENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO. MEDICIÓN DE LA CONCENTRACIÓN**

El desarrollo de la competencia efectiva en las actividades de generación y comercialización depende, entre otros factores, de cuál sea la estructura empresarial existente y de la existencia o no de barreras de entrada y de salida del citado sector. En líneas generales, para que estos mercados funcionen en competencia deben contar con un número de empresas suficiente y de tamaño comparable y bajas barrera de entrada o de salida. La regulación en este caso se minimiza, debiendo limitarse a proponer las reglas de juego y a supervisar y corregir la aparición de cualquier fallo de mercado.

En sistemas en los que aparecen fallos de mercado sistemáticos, normalmente por la existencia de agentes con posición de dominio y con altas barreras de entrada, la regulación debe actuar con mayor intervención para evitar que se abuse de tal posición. Es por ello que, a priori, posición de dominio no implica mercado ineficiente, sino mayor intervención de las entidades supervisoras. En ese caso, puede tenerse una situación de posición de dominio transitoria, que obligue a actuar con mayor énfasis al regulador, a la espera de que los mecanismos económicos previstos atraigan nuevos agentes que vayan minando las citadas posiciones de dominio.

Por ello es vital que los citados mecanismos económicos funcionen de manera correcta, debiéndose eliminar cualquier barrera de entrada que impida que los mismos actúen eficientemente. Dicha disminución de las

barreras de entrada permite tener un mercado *abierto o accesible a la competencia*<sup>12</sup> (contestable), en el que la respuesta a una subida de precios se replica, con mayor o menor rapidez, con importaciones del producto, con nuevos fabricantes del producto, con sustitutivos más baratos del citado producto o, simplemente, dejando de consumir el mismo. Simétricos argumentos pueden realizarse en relación con las exportaciones, el aumento del consumo y el cierre de plantas ante escenarios de precios bajo.

Conforme aumenta el número de oferentes de tamaño comparable, aumenta la dificultad de que uno de ellos aumente, de manera sostenible, los precios. Igualmente, a medida que aumenta el número de agentes, se aumenta el grado de dificultad para que estos actúen colusivamente y aumenten los precios.

Este argumento es crucial si los paliativos del poder de mercado no son efectivos. Por el lado de la oferta, el mercado eléctrico – al menos en la actividad de generación- no es accesible a la competencia en el corto y medio plazo. La falta de competencia real no se compensa por la competencia potencial, con la amenaza de que si hay precios elevados aparezcan nuevos entrantes en el mercado, ya que la entrada (y la salida) es muy costosa y requiere un tiempo antes de hacerse efectiva.

Este lento impacto de la entrada de nuevos competidores se agrava, en el caso del mercado de generación, si hay exceso de capacidad instalada o si las nuevas incorporaciones de capacidad son protagonizadas por los mismos agentes ya existentes, los cuales disponen de mejores emplazamientos que los nuevos o son capaces de asumir determinados escenarios de precios bajos, por su elevada cartera de generación y su alto grado de amortización de instalaciones, que no podrían asumir agentes que disponen de una limitada nueva capacidad.

---

<sup>12</sup> Un mercado en donde la concentración empresarial dejaría de suponer problemas sobre el desarrollo del mismo en condiciones de competencia, al permitir el libre juego de todos los competidores en condiciones de máxima rivalidad. Además de la ausencia de barreras de entrada, en los mercados atacables se supone la ausencia de “barreras de salida” y la semejanza de las funciones de coste entre las empresas establecidas y las de los nuevos entrantes. Estas condiciones difícilmente se verifican en el sector eléctrico, al menos en el corto y medio plazo.

Por otra parte, la existencia de un número reducido de empresas nacionales no conduce al ejercicio de poder de mercado si el producto puede importarse. Por el contrario, si las interconexiones internacionales son poco importantes las importaciones de electricidad tampoco son un paliativo a la excesiva concentración empresarial.

Por último, las características de la demanda de electricidad no suponen un desincentivo importante al ejercicio del poder de mercado, en la medida en que no hay una clara sustitutibilidad, al menos a corto plazo, entre los usos de la electricidad por otros productos y la demanda de electricidad es relativamente inelástica.

En conclusión, la falta de efectividad de todos estos factores que pueden mitigar el efecto de poder de mercado de las empresas eléctricas, tanto desde el lado de la oferta como desde la demanda, lleva a analizar en profundidad cuál es la estructura empresarial del sector eléctrico. En este sentido es relevante conocer el tamaño absoluto y relativo de las empresas que operan en estos mercados para identificar, en última instancia, las posibilidades de que alguna de las empresas que intervienen ejerza poder de mercado. Por ello se introducen en los apartados siguientes unos medidores de estructura sectorial que han venido empleándose a nivel internacional a la hora de evaluar la concentración de un sector. Estos indicadores, como se indica posteriormente, deben ser utilizados con cautela y complementarse con otro tipo de análisis más dinámicos. El poco tiempo disponible para la elaboración de este informe impide realizar estudios dinámicos, basados en equilibrios oligopolísticos, ya que dichos estudios implican un laborioso proceso de elaboración, simulación y análisis posterior.

Independientemente de que el análisis se realice en base a sencillos parámetros o en base a estudios de equilibrio más complejos, todos ellos deben complementarse con un análisis de la accesibilidad a la competencia del mercado, es decir, de las facilidades que tienen los agentes de entrar o salir de un determinado mercado. Es decir, un análisis que, en un momento dado determine una "foto" de cuotas, puede ser válido para mercados poco accesibles a la competencia, con altas barreras de entrada y de salida ya que

éstas impiden modificaciones sustanciales en las cuotas con el tiempo. Sin embargo, si las barreras de entrada son bajas, pierde su significado cualquier análisis de cuotas o índices de concentración.

### **7.1. TAMAÑO ABSOLUTO Y TAMAÑO RELATIVO DE UNA EMPRESA. DEFINICIÓN DE ÍNDICES**

En términos absolutos, y desde el punto de vista de los costes, la existencia de economías de escala tecnológicas, organizativas y financieras son argumentos a favor de un determinado tamaño empresarial.

Por otro lado, el tamaño relativo de las empresas incide sobre los incentivos que tienen éstas para competir. El tamaño relativo de una empresa se define por comparación entre su tamaño y el del resto de las empresas. La cuota de mercado, por ejemplo, es una medida de tamaño relativo. Es este un primer factor que se analizará.

Relacionado con el anterior, se empleará dos índices (C2 y C3) que calcularán, respectivamente, las cuotas agregadas de las dos y de las tres mayores empresas.

En términos generales, los incentivos a competir son mayores si cinco empresas tienen cada una de ellas el 20% del mercado que si una de ellas tiene el 96% y cada una de las restantes tiene el 1%. El índice de concentración Herfindahl-Hirschman (HHI) tiene en cuenta estas situaciones. Se define el HHI como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de todas las empresas que participan en el mercado. En el caso del monopolio tomará el valor máximo de 10.000 y cuanto menos concentrado esté el mercado tomará valores más reducidos.

En la práctica, es una fórmula habitualmente utilizada en el análisis de las fusiones horizontales de empresas. Básicamente, y suponiendo elevadas barreras de entrada y de salida, se supone que una fusión tiene un efecto negativo sobre el funcionamiento del mercado si después de la fusión el índice HHI excede un valor crítico considerado por la autoridad reguladora como aceptable para el desarrollo de la competencia efectiva. Por ejemplo,

para el Departamento de Justicia de EEUU el valor del índice HHI de 1800 define un mercado moderadamente concentrado, lo que equivale a 6 empresas con cuotas de mercado similares.

La principal ventaja de usar estos índices de concentración es que son fáciles de calcular, ya que basta con conocer la distribución de las cuotas de mercado de las empresas en el mercado relevante. No obstante, la información que proporciona el índice HHI como herramienta de Política *Antitrust* es parcial e indirecta.

Una medida directa del poder de mercado es la estimación de cómo quedan afectados el precio de mercado y el *output* ante la fusión horizontal de empresas. Estas estimaciones tienen la ventaja de recoger directamente la ineficiencia asignativa que se produce cuando la estructura del mercado se aleja de la situación de competencia (precio igual a coste marginal). El inconveniente práctico de realizar estas estimaciones viene dado por la dificultad que supone calcularlo, ya que es preciso conocer costes marginales de las empresas, simular el funcionamiento del mercado en cuestión, conocer las demandas de consumo, etc.

Por todo esto, en la práctica, las autoridades que regulan estos mercados se sirven, teniendo en cuenta todas las cautelas necesarias, de los índices de concentración para medir el impacto anticompetitivo de las fusiones comparando los valores antes y después de la fusión con valores aceptables de concentración. Obviamente, un punto de discusión abierto a la discrecionalidad es determinar el umbral de valores de este índice considerado aceptable.

Dado que estos índices de concentración son utilizados para evaluar cambios en la estructura de un mercado, cabe preguntarse qué miden. En resumen, además de ser un índice arbitrario que agrega de forma cuadrática cuotas de mercado, tiene, bajo ciertos supuestos (competencia de las empresas a la Cournot, costes marginales constantes y producto homogéneo), entre otras, las siguientes interpretaciones:

- Es una medida aproximada de la distancia a los beneficios de competencia perfecta ( $HHI=0$ ) que se produce en el mercado. Es decir, el índice HHI es proporcional al *mark up* promedio que se produce en este mercado.
- Es un estimador del porcentaje de reducción del *output* con respecto al caso de competencia perfecta
- Es una medida de la distribución del excedente entre empresas y consumidores.

En suma cuanto mayor es el índice HHI, bajo los supuestos indicados anteriormente, mayor es la desviación entre la situación de competencia perfecta, tanto en términos de precios como de pérdida de *output*. Asimismo, cuanto mayor es el índice HHI, mayor es el reparto del excedente total a favor de las empresas respecto a los consumidores. Por todo ello, se tiende a pensar que una disminución en la concentración provocada por el aumento del número de las empresas es sinónimo de un aumento en el bienestar social. Cabe destacar, no obstante, que este resultado no se mantiene si las empresas no tienen el mismo tamaño y no compiten a la Cournot.

## **8. VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE ADQUISICIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE CONCENTRACIÓN HORIZONTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

En este capítulo se realiza un análisis sistemático de la participación de los agentes en los diferentes procesos que configuran el mercado mayorista , y del impacto que la operación puede tener en la concentración horizontal en el sector eléctrico.

### **8.1. ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN**

En este apartado se analiza el incremento de la concentración individual y sectorial que supone la operación así como sus consecuencias sobre el desarrollo de la competencia en el mercado mayorista .

El análisis de concentración se detiene sobre los elementos que definen el comportamiento y la evolución del mercado mayorista y de sus precios y no sobre la cobertura de la demanda del sistema (peninsular). En ese sentido, y aunque sea destacable la contribución del régimen especial en la cobertura de la demanda (creciente y cercana al 13%), esta producción no participa directamente en el mercado mayorista (aunque en muchos casos estaría legalmente habilitada para hacerlo) y, por ello, no se ha tenido en cuenta al analizar los problemas de concentración en el mercado. Esta generación, por el momento, se comporta como una actividad fuertemente regulada por dos motivos esenciales: el primero es que el distribuidor está obligado a adquirir sus excedentes, sin que esta producción deba competir con otra energía para ser despachada; el segundo motivo es que la retribución de esta producción no se obtiene directamente del mercado, sino de precios regulados establecidos por la Administración (basados, en parte, en el mercado).

En este informe se dedica un apartado completo al régimen especial, dado el peso relevante en la producción de energía y su potencial participación

futura en el mercado pero no se considera en el análisis del mercado mayorista .

Seguidamente se analiza la actividad de producción y los problemas de concentración desde distintos ángulos. Inicialmente se estudia la concentración empresarial en el ámbito de la capacidad instalada, para seguidamente analizar los mercados de generación y servicios complementarios. Se estudian asimismo aspectos relevantes relacionados con la distribución por tecnologías del equipo y de la producción y los planes de expansión.

### 8.1.1 Capacidad instalada

La capacidad total instalada en el sistema peninsular supera en 1999 los 50 GW. De esta cantidad, 7,7 GW se corresponden al régimen especial. Como se comprueba en el cuadro siguiente, la suma de las cuotas de la generación instalada de UEF y HC alcanza el 17% a partir de un 12% de la primera y un 5% de la segunda. De esta forma, a pesar de la consolidación de uno de los participantes en el mercado, la empresa en el tercer lugar por tamaño no tendría ni tan siquiera el 50% de la capacidad de la empresa situada en el segundo lugar.

#### Distribución de la capacidad instalada por empresa y tecnología

Unidades participantes en el mercado de producción. Sistema peninsular

1999. Porcentajes y MW

	Endesa	Iberdrola	UEF	HC	Elcogás	Total	UEF + HC	Total MW
<b>Hidráulica</b>	36.6%	50.4%	10.5%	2.5%	0.0%	100%	13.0%	16 524
<b>Térmica Carbón</b>	57.5%	10.8%	17.7%	14.0%	0.0%	100%	31.7%	11 238
<b>Térmica fuel - gas</b>	47.0%	39.4%	9.5%	0.2%	3.9%	100%	9.7%	8 227
<b>Nuclear</b>	45.8%	42.3%	9.7%	2.1%	0.0%	100%	11.9%	7 686
<b>Total</b>	45.6%	36.7%	12.0%	5.0%	0.7%	100%	17.0%	43 675

Fuente: datos REE; análisis CNE

El índice HHI, que se define en anteriores apartados como indicador de concentración, pasa de 3600 a 3700 (ver cuadro siguiente). Teniendo en cuenta que determinados reguladores consideran el rango 1800 indicativo de un grado de concentración a partir del que podrían esperarse problemas

de competencia, la operación analizada no cambia más que marginalmente

## Indicadores de concentración en la capacidad instalada 1999

	Antes de la OPA	Después de la OPA
Índice	3594	3713
Cuota de 2 primeras	82.3%	82.3%
Cuota de 3 primeras	94.3%	99.3%

Fuente: datos REE; análisis  
la situación actual.

En cuanto a la distribución por tecnologías, no se destaca nada relevante relacionado con el análisis de concentración emprendido. No existen cambios cualitativos en cuanto al orden de participación de las empresas en cada tecnología aunque la empresa resultante de la fusión entre UEF y HC tendría una cartera de activos de generación *menos equilibrada* que la de UEF antes de la operación a raíz de la composición del parque de HC, absolutamente centrado en la producción con hulla – antracita (nacional e importada).

Sobre las centrales de propiedad compartida se destacan los siguientes aspectos:

- Las participaciones de UEF – HC suponen el 50% de Trillo frente al 49% de Iberdrola y 1% de Endesa. Con ello el nuevo grupo supera al anterior mayor participante en su propiedad.
- Anllares se mantendría como en la actualidad, con una participación del 70% por UEF – HC y 30% por Endesa. Por otra parte, también mantendrían su situación actual en Aceca 1 y 2, en donde se repartiría el 50% entre Iberdrola y UEF – HC.

En este sentido, debe destacarse el hecho de que, en la medida que existan activos de generación compartidos entre los 3 grandes agentes, las

políticas de explotación de las centrales individuales podrían ser elementos de coordinación y de transferencia de información relevante entre los propietarios. Tal es el caso, por ejemplo, del conocimiento previo, antes que otros agentes, de las indisponibilidades –programadas o fortuitas – de los propietarios de las centrales que, como ha quedado demostrado en la experiencia de estos más de dos años de funcionamiento del mercado, tienen una incidencia significativa en el nivel de precios del mismo. Por lo tanto esta Comisión plantea la necesidad de adoptar las medidas para eliminar la política de que los agentes competidores compartan activos en un mercado competitivo.

Cabe realizar un breve análisis con relación al carbón como fuente de suministro de la producción térmica de la futura empresa ya que más del 50% de la generación con hulla – antracita nacional se concentraría en la nueva UEF – HC. También cabe señalar que la cuota conjunta del Grupo Endesa y de la nueva empresa en la producción de electricidad con carbón pasa a ser cercana al 90%.

Tanto HC como UEF centran sus producciones térmicas de carbón en la zona Noroeste. Existe una serie de barreras en el mercado del carbón autóctono que pueden determinar mercados relevantes, como son a) el coste del transporte del carbón desde la mina a la central térmica y b) las diferentes características de las distintas calderas de las CC.TT, que están diseñadas para consumir los carbones propios de las diferentes cuencas en las que están ubicadas. Así, por ejemplo, en la central de Narcea (UEF) se consumen antracitas, en las centrales de Aboño (HC), Lada (IBD) y Soto de Ribera (HC) se consumen hullas grasas, en la central de La Robla (UEF) se consumen hullas secas, en las centrales de Anllares (UEF/END), Compostilla (END) y Guardo (IBD) se consumen hullas secas y antracitas y en las centrales de Meirama (UEF) y Puentes de García Rodríguez (END) se consumen lignitos pardos.

Por la conjunción de ambos factores, se puede inferir que los mercados relevantes de carbón autóctono en las cuencas donde pudiese tener alguna consecuencia la operación de concentración (Asturias, Palencia y Norte de

León) son: a) la cuenca central asturiana que suministra a las centrales de Aboño, Soto de Ribera y Lada; b) cuenca del occidente de Asturias, con la central de Narcea; c) cuenca de Norte de León y de Barruelo, con las centrales de La Robla y Guardo (para hullas secas) y d) cuenca de Guardo, con la central del mismo nombre (antracitas)

El efecto del posible cambio de propiedad y de gestión de Aboño y Soto, desde HC al posible grupo formado por UEF+HC, solo afectaría a la cuenca central asturiana. Pero no debe olvidarse que, en realidad, las empresas mineras de Asturias, Palencia y Norte de León compiten con el carbón de importación en el suministro a las centrales térmicas, aunque la prima o incentivo al consumo de carbón autóctono actualmente vigente, tiende a favorecer el consumo de este último carbón. Esta prima incentiva la adquisición de carbón autóctono hasta las cantidades de carbón garantizado dadas por el Plan de la Minería 1998-2005. El posible déficit de suministro de carbón autóctono en cualquiera de las centrales se cubre con carbón de importación procedente de los puertos del Musel (Gijón) y Santander, por lo que no cabe esperar una posición de dominio de la nueva empresa relativa a su posición compradora en el suministro de carbón autóctono. Por otro lado, cabe señalar que el posible grupo UEF+HC tendrá una mejor posición a la hora de adquirir, conjuntamente en lugar de hacerlo por separado, carbón de importación en el mercado internacional.

De todo lo anterior se desprende que la Oferta Pública de Adquisición no debería plantear problemas en lo que respecta a la posición compradora de carbón autóctono de la nueva empresa.

### **8.1.2 Participación en el mercado organizado de producción**

En este apartado se analizan las cuotas de mercado de los distintos agentes generadores en los distintos mercados y principales procedimientos con objeto de entender las posibles implicaciones sobre el desarrollo de la competencia tras la posible fusión UEF – HC.

El análisis de la participación de las empresas en los distintos procesos y mercados se ha realizado teniendo en cuenta distintos períodos horarios

(coincidentes con los seis períodos en que se establecen los pagos por garantía de potencia) por si apareciese alguna posición de dominio temporal en alguno de los procesos. Sin embargo, al no haberse encontrado ninguna variación significativa de período a período en las cuotas de mercado de UEF y HC, las cifras que aquí se reseñan se refieren al conjunto de todos los períodos.

### 8.1.2.1 Análisis de cuotas de mercado

En 1999, la cuota de ventas de UEF en energía se sitúa en el conjunto de los procesos y mercados en el 12,7% que sumada al 6,9% de HC ofrece un 19,6%, cifra 2,6 puntos superior a la cuota de capacidad instalada. Por delante de UEF se sitúan Endesa con un 47,6% e Iberdrola con un 27,1%. El análisis, de la posible operación de fusión de ambas empresas, a través del cálculo de los índices de HHI no arroja, al igual que en el caso de la capacidad instalada, ningún resultado concluyente dado que supone un incremento desde 3209 a 3376.

### Indicadores de concentración en la venta de energía 1999

	Antes de la OPA	Después de la OPA
<b>Índice</b>	3209	3376
<b>Cuota de 2 primeras</b>	74.7%	74.7%
<b>Cuota de 3 primeras</b>	87.4%	94.3%

Fuente: datos OMEL; análisis CNE

Se observa que Iberdrola, debido al fuerte peso de la generación hidráulica en el conjunto de su parque generador y al bajo nivel de producción con su equipo hidráulico en 1999 por la sequía, exhibe una participación en las ventas totales inferior a su cuota en el equipo instalado.

Elcogás alcanza el 0,7% y los intercambios internacionales (incluyendo el contrato a largo plazo entre REE y EDF) se sitúan en el 5%.

<b>Agente Generador</b>	<b>Ventas totales netas de energía</b>		<b>Ingresos por ventas netas totales</b>	
	<b>GWh</b>	<b>Cuota(%)</b>	<b>MPTA</b>	<b>Cuota(%)</b>
G. Endesa	77.481	47,6%	358.314	47,5%
Iberdrola	44.013	27,1%	209.633	27,8%
UEF	20.658	12,7%	96.544	12,8%
HC	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 datos OMEL. Ventas totales netas

Desde la entrada en funcionamiento del mercado mayorista no se ha producido ninguna incorporación de energía producida en territorio nacional por parte de nuevos agentes.

La distribución de los ingresos no difiere significativamente de la distribución de la energía vendida para ninguno de los agentes internos. Sin embargo, la diferencia resulta proporcionalmente significativa para los intercambios internacionales debido a que sus ventas debieron concentrarse, en cierto grado, en períodos de energía más cara.

Las ventas al mercado diario replican, básicamente, la situación del conjunto de las ventas. Ello ilustra que los flujos de energía se originan en el mercado diario, no resultando realmente significativa la aportación, en términos de energías netas, de los demás procedimientos y mercados. Por otro lado, también se deriva que la distribución agente por agente de las aportaciones de los procesos que siguen al mercado diario son globalmente las mismas.

Agente Generador	Ventas de energía en el mercado diario		Ingresos por ventas en el mercado diario	
	GWh	Cuota(%)	MPTA	Cuota(%)
G. Endesa	77.727	47,8%	345.581	47,7%
Iberdrola	44.077	27,1%	196.473	27,1%
UEF	20.918	12,9%	93.294	12,9%
HC	10.745	6,6%	47.582	6,6%
Elcogás	1.152	0,7%	4.932	0,7%
Intercambios internacionales	8.122	4,9%	35.785	5%

Fuente datos OMEL.

Ventas en el mercado diario

En el mercado intradiario, las ventas de la generación de UEF, en cuota de energía, se sitúan en el 12,2% y las de HC en el 9,5%, en ambos casos superiores a su cuota de participación en el conjunto de los procesos. La generación de UEF y HC alcanza, en términos agregados un 22%, muy próximo al 27,6% de Iberdrola aunque claramente por debajo del 42,9% de Endesa. En cuanto a las compras, la generación de UEF supone un 10,9% de la energía y la de HC un 3,2% (inferiores a su participación en otros mercados), lo que conjuntamente ofrece un 14,1%, frente al 34,1% de Endesa y al 23,2% de Iberdrola. De estos datos se desprende que ambas empresas (por separado y conjuntamente) constituyen vendedoras netas en el mercado intradiario, proporcionalmente mucho más que las generadoras de G. Endesa y de Iberdrola. Como nota marginal, puede señalarse que mientras que UEF centra sus ventas en el intradiario en períodos de punta, HC lo hace en el valle.

<b>Agente</b>	<b>Ventas de energía en el mercado intradiario</b>		<b>Compras de energía en el mercado intradiario</b>	
	<b>Energía (%)</b>	<b>Importe(%)</b>	<b>Energía (%)</b>	<b>Importe(%)</b>
G. Endesa Generación	42,9%	43,8%	34,1%	34,1%
Iberdrola Generación	27,6%	26,7%	23,2%	20,9%
UEF Generación	12,2%	13,3%	10,9%	11,1%
HC Generación	9,5%	8,6%	3,2%	2,9%
Elcogás	0,3%	0,3%	1,0%	1,2%
Otros (Distrib., Comercializ.)	3,8%	4,3%	27,2%	29,2%
Intercambios internacionales	3,7%	3,0%	0,4%	0,6%

Fuente datos OMEL.

#### Ventas en el mercado intradiario

HC no participa significativamente en los procedimientos de resolución de restricciones técnicas de la red. En dicho proceso se produce una particularidad en lo que se refiere al mercado geográfico relevante. La ocurrencia de una restricción sólo puede ser resuelta por unas centrales determinadas ubicadas en la zona. En ese caso, el mercado geográfico relevante pasa a ser la zona en la que aparece la restricción. En este sentido, con la fusión de UEF e HC, las principales centrales generadoras de la zona noroeste del sistema eléctrico peninsular pasarían a estar en manos de un único agente. Ello daría lugar a una situación de monopolio para resolver los problemas de restricciones técnicas que pudieran aparecer en esta zona en un futuro. No obstante, cabe señalar que esta situación sería similar a la ya existente con las otras dos empresas en otras zonas del sistema eléctrico, y los únicos problemas que pueden surgir son los provocados por la, desde el punto de vista de la Comisión, ineficiente regulación del proceso de gestión de restricciones que existe en la actualidad.

La cuota en energía de UEF se sitúa en el 12,5% en el caso de restricciones a subir (12,9% en ingresos), en línea con su participación en el conjunto de los procesos y en 8,4% en las restricciones a bajar (8,5% en ingresos). Las cuotas de los agentes más importantes se sitúan en torno al 40 – 45% para Endesa y alrededor del 40% para Iberdrola, muy por encima de UEF.

La participación de UEF en las energías de regulación secundaria se sitúa en torno al 9 – 9,5% y la de HC entre el 3,4 – 3,8%. Conjuntamente no suponen más del 13%, por debajo de la participación en el equipo instalado y en las ventas totales de energía debido a las características del equipo generador de ambas empresas (relativamente menos intensivos en generación hidráulica que los competidores principales). Frente a esa cuota se presenta Endesa con un 52,9% en energías secundarias a subir y 42,4% a bajar e Iberdrola con 34,2% en energías a subir y 45,1% a bajar.

Por último, la participación de UEF en las energías de regulación terciaria a subir supone un 12,8% que, sumado al 5,5% de HC alcanza un 18,3%, algo inferior a la participación total en la venta total de energía. Iberdrola domina este mercado con un 41,8% seguida por Endesa con algo menos del 40%. En la terciaria a bajar, UEF y HC muestran una participación significativamente más elevada que en cualquiera de los restantes procesos con un 37% en energía (suma de 28,4% y 8,7%) y 34% en ingresos (suma de 23,1% y 10,6%). En este caso la participación de UEF y HC resulta comparable a la de Endesa (25 – 30%) y a la de Iberdrola (36 – 38%). Estas cifras muestran que las energías de regulación terciaria a bajar de UEF resulta significativamente más barata que la de los demás y la de Endesa, más caras. Es importante destacar, no obstante, que la competencia en este mercado es muy superior que en cualquier otro, ya que en energía "a bajar" la oferta disponible puede llegar a aplicar a toda la generación acoplada. Por último, la distribución de las cuotas de todos los agentes entre períodos horarios se muestra para las energías de regulación terciaria, significativamente más volátiles que para cualquiera de los demás procesos.

En la siguiente tabla se resumen las cuotas de energía de cada uno de los agentes en los diferentes procesos de la operación del sistema.

Agente Generador	Restricciones		R.Secundaria		R.Terciaria	
	Subir	Bajar	Subir	Bajar	Subir	Bajar
Endesa	45,4%	43,6%	52,9%	42,4%	39,8%	29,9%
Iberdrola	42,0%	38,7%	34,2%	45,1%	41,8%	36,3%
UEF	12,5%	8,4%	9,2%	8,9%	12,8%	23,1%
HC	0,0%	0,8%	3,7%	3,6%	5,5%	10,6%
Elcogás	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
Intercambios internacionales	0,0%	8,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente OMEL.

Cuotas de energía en los procesos de operación del sistema.

### **8.1.2.2 Breve reflexión sobre el análisis del agente que marca el precio marginal**

Puede conocerse la capacidad de las distintas unidades para fijar precios en el mercado, así como ciertos aspectos de las estrategias de los titulares de dichas unidades analizando el número de veces que éstas fijan los precios marginales en el mercado diario. También sería un análisis indicativo del peso del equipo “marginal” en cada uno de los agentes. No obstante, en nuestro mercado la plena relevancia de este tipo de estudios es discutible. La unidad que fija el marginal no es, forzosamente, la unidad más cara despachada, dado que en las horas en que el operador del sistema señala la existencia de restricciones técnicas de la red (eventualidad que puede ser, en amplia medida, anticipada por los agentes), las unidades que tienen los tramos “marginales” de las ofertas casadas son retiradas por el proceso de recuadre del programa originado en la casación del mercado diario, provocando que parte de las ofertas realizadas por los agentes se cubran de esta eventualidad ofertando valores bajos, mientras que otras producciones pueden ofertarse con el único objeto de establecer el precio marginal sabiendo que van a ser retiradas posteriormente.

En el cuadro siguiente se presentan los datos del análisis realizado con información disponible en la CNE sobre fijación de precios marginales en el mercado diario. Se observa que la participación de UEF y HC responde globalmente a su cuota en el mercado mayorista, excepto en las horas de valle, en que la participación es menor. Cabe apuntar diversas interpretaciones para explicar esta situación, relacionada en parte con el

**Número de horas en que han fijado precio marginal distintas unidades  
Distribución por agente en 1999. (datos aproximados)**

Período	Nº horas					% sobre el total				
	Endesa	Iberdrola	UEF	HC	UEF + HC	Endesa	Iberdrola	UEF	HC	UEF + HC
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%

Nota: Los porcentajes indican nº 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

tipo de equipo generador disponible por UEF y HC y, en parte con las implicaciones del funcionamiento del mercado diario. No obstante, ninguna de estas interpretaciones tendría auténtica relevancia (dados los porcentajes señalados en el cuadro) sobre el análisis de la operación de concentración aquí discutida.

Podría parecer más interesante abordar el análisis de la capacidad marginal de acuerdo con la capacidad de sus titulares para que ésta fuese utilizada estratégicamente. En realidad, en el medio plazo, no cabe pensar en una generación competitiva que un productor pueda ofertar sistemática e indefinidamente de forma no competitiva con objeto de forzar elevaciones en los precios. Incluso a corto plazo, no toda la generación es susceptible de ser “retirada” del ámbito más competitivo. Las tecnologías “menos retirables” de todas son la nuclear y la hidráulica en régimen de fluyente. A continuación se situaría el carbón nacional, el

carbón de importación y la hidráulica modulable, esta última dependiendo de la situación de los embalses. Por último, como elementos “más retirables” del parque de generación español se situarían los equipos de fuel – gas y el bombeo.

La práctica del funcionamiento del sistema español matiza estos argumentos en diversos sentidos. Por ejemplo, el cobro de la garantía de potencia exige un régimen de funcionamiento tal que reclama acoplar grupos de generación de forma periódica, aún dentro de la categoría “muy retirable” que pudiese tener el fuel – gas en un momento dado. Igualmente existen otras causas (no linealidad en el cobro de la prima al carbón, posibles contratos "take-or pay", diferente valoración del riesgo de vertido de la hidráulica, etc) que complican los posibles análisis de cuotas que se pudiesen hacer en virtud de la calificación de la capacidad de las empresas en "retirable" o "no retirable". Por ello esta Comisión no ha abordado este análisis.

### **8.1.3 Conclusiones**

Del análisis realizado en la actividad de **producción**, cabe concluir que la OPA de UEF sobre HC no constituiría un supuesto de adquisición ni refuerzo de una posición dominante individual, pues aunque alcanzaran una cuota de mercado del 25 % (por debajo de la cual parece existir una presunción, aunque discutible, de compatibilidad), existen otros competidores con cuotas de mercado mucho más elevadas (Iberdrola y Endesa) en cada uno de los procesos que configuran el mercado mayorista así como en los diferentes ámbitos temporales de los mismos. Evidentemente, como se ha podido observar en los diferentes análisis, la nueva empresa está muy alejada del citado 25%.

Sobre el análisis de los posibles comportamientos conjuntos, cabe decir que un aumento de la concentración del mercado aumenta la probabilidad de éxito de prácticas de colusión tácita o de comportamientos conscientemente paralelos.

Una de las razones que pueden ser esgrimidas para defender la conveniencia de la fusión entre ambas empresas es que el crecimiento del actual tercer competidor le incrementa las posibilidades de competir con éxito con los dos mayores, por lo que podría esperarse mayor rivalidad con tres que con cuatro competidores. Que una mayor concentración de la oferta, motivada por la reducción del número de participantes en el mercado, comporte un mayor nivel de competencia es una afirmación paradójica que cuando menos debería argumentarse con detalle y cuidado, al igual que se exige rigor a la hora de demostrar lo contrario. La intuición de que en un mercado entre semejantes cabe mayor rivalidad que en un mercado en que existe una empresa dominante podría tener validez bajo distintos supuestos. En este caso debería demostrarse que la operación aquí analizada encaja, al menos en cierta medida con los anteriores.

Como se ha ilustrado con los análisis realizados a lo largo del informe el incremento de cuota de UEF no daría lugar a un cambio cualitativo substancial en el mercado, en el sentido de permitir que esta empresa desempeñara en algún segmento el papel de empresa dominante. Lo que básicamente se produce con esta operación es una consolidación de cuotas de mercado de los dos menores competidores. Desde el punto de vista del margen entre costes e ingresos de las compañías integradas ello podría tener implicaciones claras (potencialmente positivas). Sin embargo desde el punto de vista de los márgenes conjuntos de los distintos mercados y su reparto entre grupos empresariales, las implicaciones son mucho más complejas de explicar.

En primer lugar, debe tenerse en cuenta que a pesar de la ganancia en tamaño relativo de UEF, ésta debería crecer del orden del 50% y del 100%, respectivamente más para igualar la cuota de mercado en generación y comercialización de su siguiente competidor. En particular, en el mercado de generación, la cuota de la empresa resultante sería menos de la mitad del líder del mercado.

¿Qué podría conducir a una empresa a rivalizar, en un contexto oligopolístico, a incrementar la rivalidad con sus competidores?

Dado que una mayor rivalidad implica, al menos en el corto plazo, márgenes conjuntos del sector inferiores a la situación de menor rivalidad, la única razón objetiva sería el intento de apropiarse de parte de los ingresos de sus competidores, aún con el riesgo (sino la certidumbre) de que sus márgenes unitarios (como los de los demás) se van a reducir en el proceso.

Las condiciones de partida de la agrupación de las empresas UEF-HC no parece sugerir que ésta esté en condiciones de arrebatar el puesto de “empresa dominante” a alguna de sus competidoras, no siendo previsible que se le otorgase por parte de las otras dos empresas dicha posición de dominio en aras de una colusión tácita, dada la importante diferencia de tamaño entre la empresa líder y la nueva empresa.

## **8.2. ACTIVIDAD DE TRANSPORTE**

Con relación al *transporte de energía eléctrica* es importante destacar tres aspectos:

En primer lugar, la adquisición, por parte de *UNION ELECTRICA FENOSA, S.A.*, de la mayoría de las acciones de *HIDROCANTABRICO, S.A.*, y, eventualmente, la fusión de las dos filiales que desarrollan actividades reguladas supondrán previsiblemente una reducción de los costes de inversión y de los de operación y mantenimiento, ya que podrán unificarse los criterios de diseño de las instalaciones, se reducirá la gama de materiales utilizados para la construcción de las instalaciones y se centralizarán los planes de mantenimiento de las mismas, lo que significará un mejor aprovechamiento de los medios, humanos y materiales, disponibles.

En segundo lugar, no es previsible que la concentración implique una merma de la calidad de servicio alcanzada. Antes al contrario, es lógico pensar que exista una mayor coordinación entre los planes de refuerzo de las instalaciones de transporte y un mejor aprovechamiento de los apoyos existentes a través de las instalaciones de distribución.

En este mismo sentido, sin perjuicio de las tareas que ya realiza el *OPERADOR DEL SISTEMA*, es previsible que se produzca una mayor coordinación en el descargo de instalaciones adyacentes.

En tercer lugar, la operación de las instalaciones de transporte no se verá influida por la oferta pública de adquisición de acciones, ya que la misma es gestionada por el *OPERADOR DEL SISTEMA*.

Unidos a estos efectos positivos, podrían registrarse otras consecuencias que, dependiendo de su intensidad, podrían llegar a ser calificados de negativos.

En este sentido, cabe destacar que, al estar ubicadas las dos empresas reguladas en un mismo grupo empresarial, existe el riesgo de que los diferentes transportistas registren una pérdida de referentes en los costes, algo que desde el punto de vista regulatorio no es deseable.

En este sentido, en caso de llevarse a cabo la operación, la CNE realizará un atento seguimiento de la situación financiera de las empresas que desarrollan las actividades reguladas y de las inversiones realizadas tanto en la red como en los servicios de atención a los clientes a tarifa, de modo que la calidad presente no se vea mermada en modo alguno.

### **8.3. ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

Con relación a la actividad de *distribución de energía eléctrica*, cabe señalar que la adquisición de las acciones de *HIDROCANTABRICO, S.A.*, por parte de *UNION ELECTRICA FENOSA, S.A.*, producirá, previsiblemente, los mismos efectos positivos que en el transporte: una reducción de costes, que en este caso también afectaría a la operación de las instalaciones.

En lo referente a la calidad de servicio, la evolución de los tiempos de interrupción observada en los últimos ejercicios indica una mejora continua en ambas empresas. En base a la información facilitada anualmente a la CNE por las empresas distribuidoras, de la que no existe contraste alguno, y a la aportada por *UEF DISTRIBUCIÓN*, la calidad de servicio (medida por el

TIEPI expresado en horas) en las redes de *UEF DISTRIBUCION S.A.* y en las de *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO S.A.* presenta no sólo una evolución muy positiva sino una posición relativa respecto a las demás empresas igualmente muy satisfactoria, tal como aparece en los gráficos 1 al 6:

GRAFICO 1:EVOLUCION DEL TIEPI DE UNION FENOSA

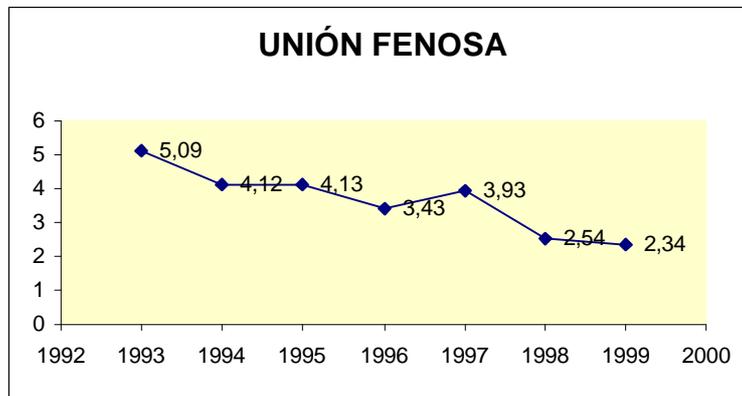
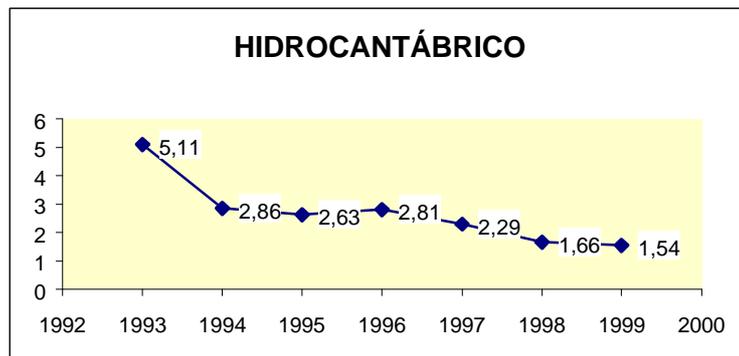
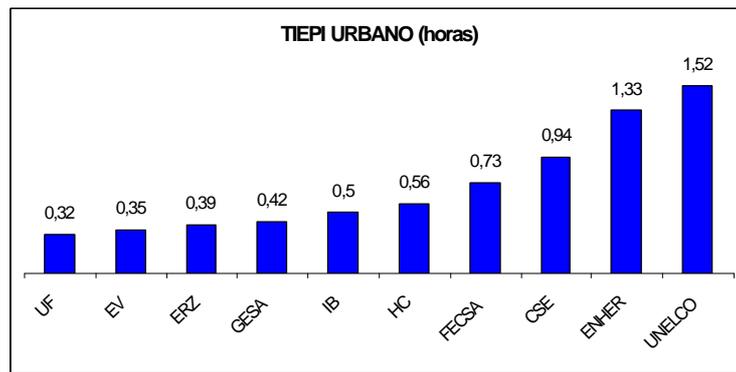


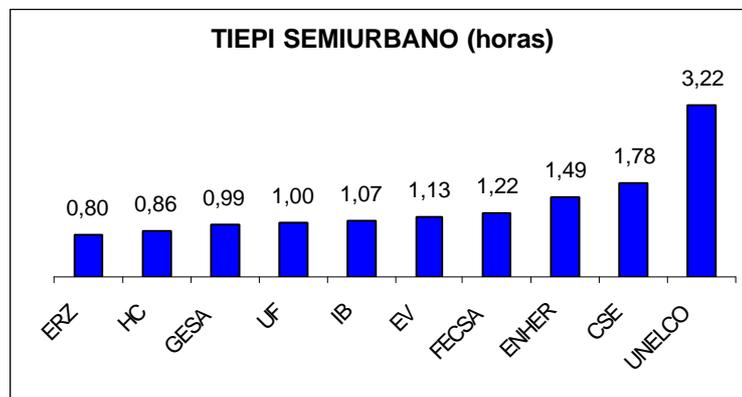
GRAFICO 2: EVOLUCION DEL TIEPI DE HIDROCANTABRICO



**GRAFICO 3: COMPARACIÓN EMPESARIAL DE TIEPI URBANO**  
(información correspondiente al primer semestre de 1999)



**GRAFICO 4: COMPARACION EMPRESARIAL DEL TIEPI SEMIURBANO**  
(información correspondiente al primer semestre de 1999)



**GRAFICO 5: COMPARACION EMPRESARIAL DEL TIEPI RURAL**  
(información correspondiente al primer semestre de 1999)

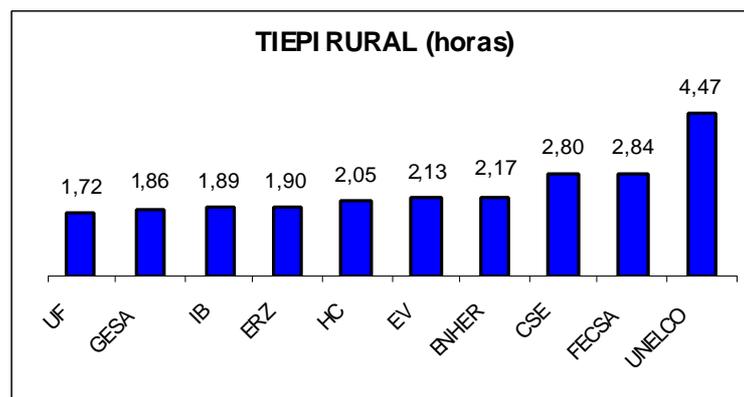
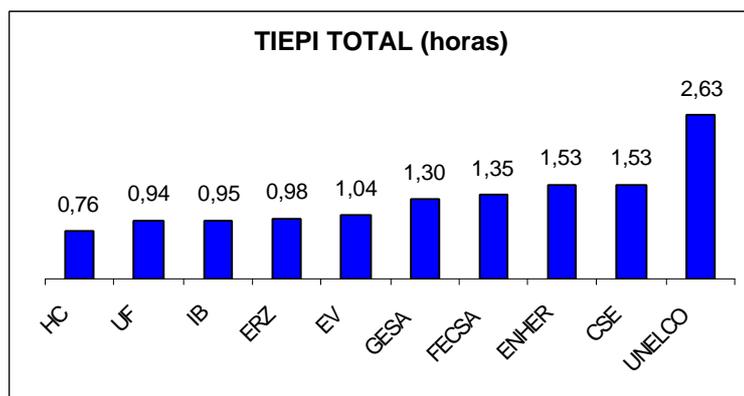


GRAFICO 6: COMPARACION EMPRESARIAL DEL TIEPI TOTAL  
(información correspondiente al primer semestre de 1999)



A la vista de la información aportada por *UNION FENOSA DISTRIBUCION*, S.A. a esta Comisión, las inversiones en redes previstas para el periodo 2000-2002 pretenden garantizar que no se va producir un deterioro de la calidad del servicio.

**PREVISION DE LAS INVERSIONES EN REDES**  
(millones de pesetas)

CONCEPTO	2000	2001	2002
Nuevas peticiones de terceros	9.700	8.500	7.500
Incremento de capacidad	7.200	7.100	6.400
Mejora y calidad	6.400	7.300	7.300
Innovación y mejora	2.500	2.700	2.800
<b>TOTAL</b>	<b>25.800</b>	<b>25.600</b>	<b>24.000</b>

En cuanto a los aspectos negativos, el más significativo, al igual que lo señalado en el transporte, es la pérdida de información para el regulador, sobre todo si el sistema retributivo tiende a un modelo tipo *benchmarking*.

De cualquier modo, la retribución reconocida, en 1999, a *UNION ELECTRICA FENOSA*, S.A. y a *HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO*, S.A. para el desarrollo de las actividades reguladas de transporte y distribución, así como los costes de gestión comercial reconocidos a dichas empresas, deben ser considerados más que suficientes para el correcto desarrollo de dichas actividades, una vez se produzca la oferta de

adquisición de acciones. No serían admisibles, por tanto, posteriores solicitudes de aumento de retribución basadas en este hecho, y ello sin perjuicio de lo que, en esta materia, se regule en un futuro.

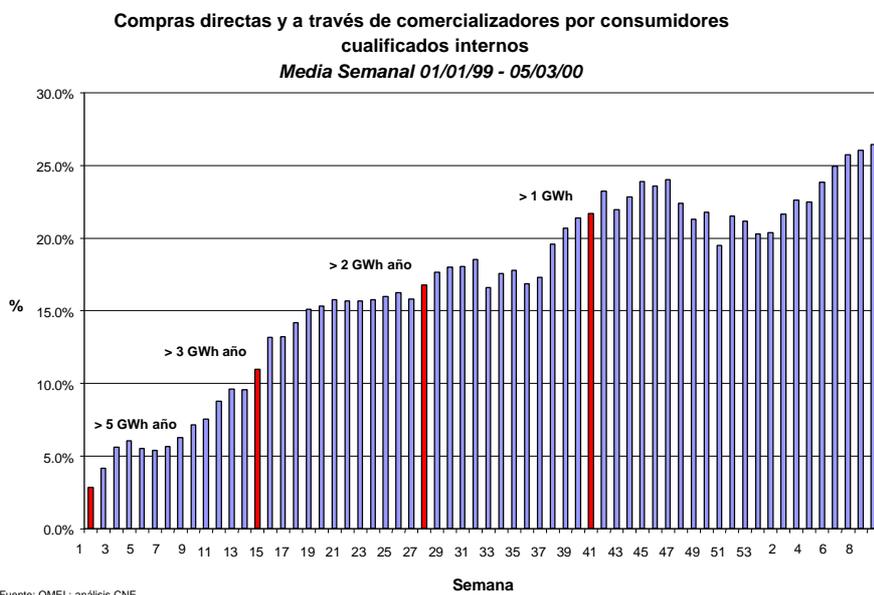
**RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS EN 1999  
(millones de pesetas)**

CONCEPTO	UEF	HC	TOTAL
TRANSPORTE	4.377	437	4.814
DISTRIBUCION	69.038	12.155	81.193
GESTION COMERCIAL	5.972	1.082	7.054
<b>TOTAL</b>	<b>79.387</b>	<b>13.674</b>	<b>95.861</b>

#### 8.4. ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

Para poder realizar un análisis de las cuotas y de los comportamientos de los agentes en el mercado minorista, y sin olvidar los comentarios realizados sobre la actividad en apartados anteriores de este informe, es importante analizar el mercado potencial sobre el que se realizarán los análisis.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución durante el año 1999 y las primeras semanas de 2000 del porcentaje de energía que corresponde a las adquisiciones realizadas por los consumidores cualificados, comprando directamente al mercado o a través de una empresa comercializadora, con respecto a la energía total adquirida en el mercado organizado de producción.



#### **8.4.1 Análisis de la participación en los procesos del mercado**

Con respecto a la participación de las empresas eléctricas en las adquisiciones de energía en el mercado mayorista organizado, en la siguiente tabla se muestran los porcentajes de cada una de ellas, sobre el total de las compras efectuadas en el año 1999:

<b>Empresa eléctrica</b>	<b>Porcentaje (%)</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(c. tarifa)	4,2%
HC Comercialización	0,6%
Agentes externos e intercambios	0,9%

Del análisis de estos valores se puede ver que la agregación de UEF como comprador de energía en el mercado, uniendo las adquisiciones de la distribución y la comercialización tendría una cuota de mercado del 13,9%, e HC del 4,8%, frente al 39,8% de G.Endesa y el 40,6% de Iberdrola.

Si se analizan estas cuotas de mercado por actividad, esto es, determinando el grado de participación de cada empresa en relación con el desempeño global de la actividad de comercialización y distribución, se obtienen los porcentajes que refleja la siguiente tabla:

<b>Empresa</b>	<b>Cuota de Distribución</b>	<b>Cuota de Comercialización</b>
G.Endesa	38,9%	46,0%
Iberdrola	41,2%	40,0%
UEF	14,8%	10,3%
HC	5,1%	3,5%
Otros	---	0,2%

El cálculo de los índices de concentración sobre las cuotas de la actividad de comercialización, comparando la situación con y sin la fusión de las compañías, arroja los siguientes resultados:

	Antes de la OPA	Tras la OPA
HHI	3.449	3.583
C2	80%	80%
C3	94%	99,1%

Los valores que se obtienen de las cuotas de distribución y comercialización, si el análisis se realiza sobre los diferentes periodos tarifarios, con objeto de comprobar si el nivel de actividad de las empresas distribuidoras y comercializadoras en las compras de energía que realizan en el mercado mayorista, está influido por las diferentes características de los consumos que pueda haber en cada periodo tarifario, son los que se muestran en la tabla que se presenta a continuación. De su análisis se puede concluir que las cuotas de participación de las empresas en las

adquisiciones de energía, no varían sustancialmente para diferentes periodos tarifarios.

<b>Empresa</b>	<b>Cuota de Distribución por periodo tarifario</b>					
	1	2	3	4	5	6
G. Endesa	39,8%	38,4%	38,4%	39,3%	39,6%	38,8%
Iberdrola	42,1%	42,5%	42,7%	41,4%	42,0%	40,3%
UEF	13,7%	14,5%	14,1%	14,5%	13,5%	15,5%
HC	4,4%	4,6%	4,8%	4,8%	4,8%	5,5%

<b>Empresa</b>	<b>Cuota de Comercialización por periodo tarifario</b>					
	1	2	3	4	5	6
G.Endesa	44,1%	43,8%	45,4%	45,6%	46,2%	46,9%
Iberdrola	40,8%	41,8%	41,2%	40,8%	40,2%	39,0%
UEF	10,4%	10,4%	9,9%	10,1%	10,2%	10,5%
HC	3,6%	3,6%	3,4%	3,3%	3,3%	3,6%

Conviene centrar también el análisis sobre el grado de actividad ejercido por cada una de las empresas comercializadoras en la venta de energía a los consumidores que han adquirido la condición de cualificados durante los años 1998 y 1999.

En la siguiente tabla se muestra el análisis de cuotas potenciales de mercado de clientes elegibles que cada una de las cuatro principales empresas eléctricas posee. Estos porcentajes representan la cuota respecto al total de los consumidores que tienen la calificación de elegibles al final del año 1999, que se encuentran ubicados en las redes de las distribuidoras de cada una de las empresas eléctricas.

Empresa	Consumidores elegibles Potenciales conectados a sus redes	
	Número	Porcentaje (%)
G.Endesa	---	---
Iberdrola	---	---
UEF	---	---
HC	---	---

Las actuaciones sobre este mercado potencial llevadas a cabo, por un lado, por las empresas comercializadoras en lo referente a la captura de clientes ubicados en las redes de otras compañías y a la fidelización de clientes conectados en la red de la empresa distribuidora del mismo grupo, y por otro lado, por las empresas distribuidoras con el suministro a los clientes que aún siendo elegibles han optado por permanecer a tarifa, conforme a los datos suministrados por las empresas eléctricas, se reflejan en las tablas que se muestran a continuación.

Es importante destacar que una de las carencias principales que se tienen para analizar la actuación de las empresas eléctricas en el mercado minorista es la ausencia de información sobre el ejercicio de la elegibilidad de los consumidores cualificados. La única información de la que dispone esta Comisión es la remitida por las cuatro empresas eléctricas principales en respuesta a una carta del Presidente de la Comisión Nacional de la Energía remitida recientemente. Dicha información, en la situación actual, está en fase de análisis y contraste, fundamentalmente en lo que se refiere a

los datos de las energías consumidas en uno u otro segmento, por lo que para evitar conclusiones erróneas, el análisis realizado se centra exclusivamente en la información sobre el número de clientes que han optado por una u otra modalidad de contratación.

La obtención de información fiable y sistemática es uno de los temas principales sobre el que se debe trabajar en un futuro próximo, para poder analizar con rigor el funcionamiento del mercado minorista.

En la siguiente tabla se muestran para cada una de las empresas el número de consumidores que siendo elegibles han optado por permanecer a tarifa, siendo suministrados por la empresa distribuidora a cuya red se encuentran conectados.

Empresa	Consumidores elegibles suministrados a tarifa	
	Número	Porcentaje (%)
G.Endesa	---	----
Iberdrola	---	---
UEF	---	---
HC	---	---

En el caso de HC, de un total de --- consumidores cualificados, permanecen a tarifa---. De los ---- consumidores elegibles conectados en la red de UEF 610 permanecen con su suministro a tarifa, lo que supone una cuota del --- del total de los consumidores de esta característica, ---.

La tabla que se presenta a continuación contiene la información del número y porcentaje de cada empresa, de los clientes elegibles conectados en la red de la empresa distribuidora que han sido fidelizados por la empresa comercializadora del mismo grupo.

Empresa	Consumidores elegibles Fidelizados por la comercializadora	
	Número	Porcentaje (%)
G.Endesa	---	---
Iberdrola	---	---
UEF	---	---
HC	---	---

Se puede observar, en el caso de HC que del total de los --- consumidores que son elegibles, ha conseguido fidelizar a ---, lo que representa una cuota de fidelización de sus propios clientes elegibles del ---. UEF, del total de --- consumidores con capacidad de elegir, ha fidelizado --- de los potenciales conectados a sus redes. ---

Por último, la siguiente tabla muestra la actuación de cada una de las empresas en la captura de clientes elegibles que no están conectados a la red de la propia compañía.

Empresa	Consumidores elegibles Capturados a otras empresas	
	Número	Porcentaje (%)
G.Endesa	-	-
Iberdrola	-	-
UEF	-	-
HC	-	-

Del análisis de esta tabla, se puede deducir que la empresa con mayor actividad en el ejercicio de la actividad de comercialización, relativa a la captura de clientes elegibles que se encuentran conectados en las redes de otras compañías eléctricas ha sido HC, que ha conseguido capturar a --- consumidores, lo que representa una cuota del --- de los clientes que han sido capturados por otra compañía distinta de la que tradicionalmente les

suministraba. Por su parte UEF ha capturado a -- clientes, lo que supone un -- del porcentaje total de los clientes capturados.

De este análisis se puede concluir que HC ha sido la empresa más agresiva en el ejercicio de la comercialización, orientada a la captura de consumidores elegibles ubicados en las redes de otras compañías, --- .

Por último, en el análisis de cómo ha resultado globalmente el desarrollo de la comercialización durante 1999, la siguiente tabla refleja cuál ha sido el comportamiento de los consumidores elegibles, ante las alternativas que les ofrece la condición de ser elegible, a saber: permanecer con el suministro a tarifa, acudir al mercado siendo suministrados por la empresa comercializadora del mismo grupo empresarial de la distribuidora donde están conectados, o acudir al mercado siendo suministrados por una empresa comercializadora distinta.

<b>Tipo de suministro a los clientes elegibles</b>	<b>Porcentaje</b>
A tarifa	25%
A mercado con comercializador histórico	70%
A mercado con otro comercializador	5%

Por consiguiente, se puede afirmar que, globalmente, el desarrollo del mercado minorista o la actividad de comercialización hasta la fecha, se ha caracterizado por la tendencia de fidelizar a los clientes elegibles que históricamente venían siendo suministrados por las compañías distribuidoras, sin que apenas haya habido impactos en cuanto al cambio de suministrador, a pesar de que la actividad del agente más pequeño, haya permitido capturar clientes de otros agentes, influido todo ello por la importante cuota de participación que tienen en este mercado las dos

empresas mayoritarias. Dicha política de fidelización puede obedecer no solo a la estrategia de los propios comercializadores, sino a la comodidad que puede representar para al propio consumidor el hecho de mantener, en las etapas iniciales de su paso al nuevo marco de liberalización, la interlocución y las relaciones comerciales con el comercializador que históricamente le suministraba a tarifa.

#### **8.4.2 Conclusiones**

En principio, del análisis realizado en la actividad de comercialización, cabe concluir que la OPA de UEF sobre HC no constituiría un supuesto de adquisición ni refuerzo de una posición dominante individual, pues aunque alcanzaran una cuota de mercado del 25 % (por debajo de la cual parece existir una presunción, aunque discutible, de compatibilidad), existen otros competidores con cuotas de mercado mucho más elevadas (Iberdrola y Endesa), los cuales mantienen una cuota agregada del orden del 85% en cada uno de los procesos que configuran el mercado mayorista así como en los diferentes ámbitos temporales de los mismos. Evidentemente, como se ha podido observar en los diferentes análisis, la nueva empresa está muy alejada del citado 25%.

Como se ha ilustrado con los análisis anteriores el incremento de cuota de UEF no daría lugar a un cambio cualitativo substancial en el mercado en el sentido de permitir que esta empresa desempeñara en algún segmento el papel de empresa dominante.

Con respecto a la mayor o menor agresividad planteada por las empresas, puede verse que HC ha conseguido suministrar al --- de consumidores elegibles que han sido capturados por una empresa comercializadora distinta de la que tradicionalmente les suministraba y UEF al --- de los mismos.

En ese sentido, y sin perjuicio de las valoraciones realizadas en apartados anteriores, puede tener una especial relevancia la eliminación de un competidor como HC, que ha demostrado ser agresivo en su política en el mercado mayorista y en la comercialización, aunque no es posible

determinar si hubiese sido capaz de mantener esta situación en el medio-largo plazo.

Lo mismo puede decirse sobre la actitud de HC de cara a la implantación que ha llevado a cabo para adaptar a la normativa vigente los puntos de medida, siendo el agente que con diferencia más ha cumplido en este sentido.

Su política agresiva, fuese solo cortoplacista o mantenible en el tiempo, ha permitido en estas primeras etapas detectar, a través de sus actuaciones, los problemas existentes en la regulación eléctrica.

Adicionalmente hay que señalar, y así lo señala la experiencia de otros países, que los agentes pequeños actúan como detectores de las posibles prácticas colusorias, por ser los principales perjudicados de las mismas, siendo habitual que sean los que mayor número de reclamaciones plantean a las entidades con competencia en la materia. La posible pérdida de un agente como HC como elemento de contrastación de las diferentes actividades que se ejercen en el sector eléctrico, es para esta Comisión un hecho negativo.

En ese sentido, y en la medida en que no se vaya facilitando la introducción de nuevos agentes comercializadores, la desaparición de HC podría tener cierto impacto negativo en el mercado minorista, por lo que es deseable que la nueva empresa mantenga la misma dinámica que han demostrado hasta la fecha las dos empresas y, especialmente, la de HC, así como la adopción de medidas regulatorias que incentiven dicha forma de actuación.

## **8.5. ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL**

Se presenta a continuación una visión de la participación de la futura empresa en el régimen especial, con objeto de conocer la posición que mantendría la nueva empresa en cada uno de los segmentos que constituyen el régimen de producción especial. Tal como se comentó con anterioridad, la producción en régimen especial es una actividad fuertemente regulada. No obstante lo anterior, y para tener en cuenta posibles escenarios futuros en los que esta generación pase a competir en el mercado, se analiza el posible incremento en la cuota de producción de la nueva empresa que tal eventualidad provocaría.

Para ello, se tendrán en cuenta, tanto los datos que se suministran a la CNE en el marco de las liquidaciones de actividades reguladas, como el resultado de una solicitud de información realizada a las empresas eléctricas para conocer su participación en el citado régimen especial, así como la información que ha sido remitida por UEF el pasado día 11. Como datos generales significativos cabe mencionar los siguientes:

- ✓ Las grandes empresas eléctricas participan en el 36% de las instalaciones de régimen especial peninsulares que vierten energía en sus redes, lo que representa desde un punto de vista económico, el 41% de la facturación total por la energía vertida.
- ✓ Cabe destacar la fuerte participación de las empresas eléctricas en las instalaciones eólicas, que alcanza el 78%.
- ✓ Del incremento de demanda previsto para el año 2000, el 37% corresponde al incremento de producción del régimen especial y el 63% al incremento del régimen ordinario. Suponiendo que la participación de las EE.EE se mantenga constante con respecto a 1999, es decir, siga representando el 36%, se puede concluir que el 76% del incremento previsto de demanda para el año 2000 sería asignable, de forma directa o indirecta, a las grandes empresas eléctricas.

Con relación a la participación del posible grupo UEF e HC en las instalaciones de producción en régimen especial situadas en la península y que vierten energía en las redes de las EE.EE., ésta sería la siguiente:

	Instalaciones de R.E. en las que UF e HC participan parcial o totalmente (1)	Instalaciones de R.E. peninsulares que vierten energía en las redes de las EE.EE. a fecha 30 de junio de 1999	(1) / (2) (%)	R.E. propiedad equivalente de UF e HC
<b>KW</b>	Potencia de instalaciones de R.E.			
UEF	---		---	---
HC	---		---	---
<b>TOTAL UEF + HC</b>	---		---	---
<b>TOTAL EE.EE.</b>	---	---	---	---
<b>MPTA</b>	Facturación por la energía vertida durante el primer semestre de 1999			
UEF	---		---	---
HC	---		---	---
<b>TOTAL UF + HC</b>	---		---	---
<b>TOTAL EE.EE.</b>	---	---	---	---

(\*) Arrendamiento 62.531 kWh

GRADO DE PARTICIPACIÓN DE UEF e HC EN EL RÉGIMEN ESPECIAL: NÚMERO DE INSTALACIONES					
KW	Participación<25%	25%<= Participación<35%	35%<= Participación<50%	Participación>=50 %	TOTAL
UEF	---	---	---	---	---
HC	---	---	---	---	---
<b>TOTAL UF+HC</b>	---	---	---	---	---

La participación de UEF e HC en la producción en régimen especial peninsular analizada por tecnologías, es la siguiente:

(1) POTENCIA DE INSTALACIONES DE R.E. EN LAS QUE TIENEN PARTICIPACIÓN DIRECTA o INDIRECTA UF e HC								
kW	COGENERACION	SOLAR	AEROGENERADOR	HIDRAULICA	BIOMASA	RESIDUOS		TOTAL
UEF	---		---	---	---	---		---
HC	---			---	---			---
<b>TOTAL UF + HC</b>	---		---	---	---	---		---
<b>TOTAL EE.EE</b>	---	---	---	---	---	---		---

(2) POTENCIA TOTAL DE R.E. EN LA PENÍNSULA QUE VIERTEN ENERGÍA EN LA RED DE LAS EE.EE.								
KW	COGENERACION	SOLAR	AEROGENERADOR	HIDRAULICA	BIOMASA	RESIDUOS	TRAT.RESIDUOS	TOTAL
TOTAL R.E.	---	---	---	---	---	---	---	---

(1) / (2) GRADO DE PARTICIPACIÓN DIRECTA o INDIRECTA DE UEF E HC (%)								
	COGENERACION	SOLAR	AEROGENERADOR	HIDRAULICA	BIOMASA	RESIDUOS	TRAT.RESIDUOS	TOTAL
UEF	---		---	---	---	---		---
HC	---			---	---			---
TOTAL UF + HC	---		---	---	---	---		---
TOTAL EE.EE.	---	---	---	---	---	---		---

POTENCIA EQUIVALENTE DE INSTALACIONES DE R.E. PROPIEDAD 100% DE UEF E HC								
Kw	COGENERACION	SOLAR	AEROGENERADOR	HIDRAULICA	BIOMASA	RESIDUOS		TOTAL
UEF	---		---	---	---	---		---
HC	---			---	---			---
TOTAL UF+HC	---		---	---	---	---		---
TOTAL EE.EE.	---	---	---	---	---	---		---

---

### 8.5.1 Conclusiones

A la vista de los cuadros anteriores, se puede extraer lo siguiente:

- ✓ Con información de la potencia instalada a 30/6/99, las grandes empresas eléctricas participan en instalaciones de régimen especial peninsulares con una cuota que alcanza el 36% de la potencia. El posible grupo UEF+HC participaría en el 7% de la misma, lo que significa tener entre el conjunto de las instalaciones de este régimen en las que participan las grandes empresas eléctricas una cuota del 19%. Como la potencia total de régimen especial conectada a la red en el conjunto del país a 30/6/99 fue de 6.691 MW, el posible grupo UEF+HC tendría una cuota real (potencia equivalente) del 2,9 %.

- ✓ Cabe destacar la fuerte participación de las empresas eléctricas en las instalaciones eólicas, que alcanza el 78%. El posible grupo UEF+HC participaría en el 15% del total de instalaciones eólicas peninsulares, lo que significa tener una cuota del 19% de las instalaciones eólicas en las que participan las grandes empresas eléctricas.
- ✓ Por otra parte, el posible grupo UEF+HC participaría en el 9%, 7% y 14% del total de las instalaciones peninsulares minihidráulicas, que utilizan la biomasa y los residuos, respectivamente. Sin embargo, el posible grupo alcanzaría una cuota que se eleva a tasas próximas al 30% si se compara con el total de instalaciones en las que participan las grandes empresas eléctricas.

De todo lo anterior puede concluirse que la operación objeto del presente informe no plantea problemas desde el punto de vista de la concentración de las distintas participaciones en el régimen especial de producción de energía eléctrica.

## **9. VALORACIÓN DE LA OFERTA DE ADQUISICIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE INTEGRACIÓN VERTICAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

### **9.1. INTRODUCCIÓN**

Uno de los factores que hizo posible la liberalización del sector eléctrico lo representó el hecho de que determinadas actividades, definidas y reguladas como monopolios naturales, perdieron tal calificación y pudieron pasar a ser parte de las actividades competitivas. Tal ha sido el caso de las actividades de generación y comercialización. Sin embargo, las redes siguen manteniendo su carácter de monopolio natural y, por lo tanto, obligan a mantener un grado de regulación más intenso que impida posibles abusos de posición de dominio por parte de sus propietarios. Se determina el libre acceso a las redes de todos los agentes para permitir que las actividades competitivas alcancen su máximo nivel de eficiencia.

En este sentido se establecen una serie de actuaciones que tienden a romper la integración vertical de las actividades eléctricas.

Con objeto de, por un lado, poder analizar que la retribución establecida es adecuada para viabilizar que estas actividades reguladas, y, por otro, y dado que existen empresas que integran actividades reguladas y competitivas, poder controlar que no se producen subsidios desde una actividad regulada a una competitiva que posicione mejor a una empresa frente a sus competidores por poseer activos de transporte o distribución, se establece la separación de las actividades reguladas con respecto a las competitivas. Es decir, las actividades reguladas pueden proporcionar apoyos que situarían en ventaja a los agentes al ejercer actividades liberalizadas. Simétricamente, no se pueden transferir riesgos de las actividades liberalizadas a las actividades reguladas.

Esta separación puede ser de tipo contable, de gestión, jurídica y por último, de propiedad, según el grado de exigencia que se quiera adoptar. En la

regulación española se exige la separación jurídica entre negocios regulados y no regulados antes del 31 de diciembre de 2000. Se permite la integración de sociedades que ejerzan ambos tipos de negocios en un mismo grupo de sociedades. La separación contable se ha de ejercer desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997.

Otra medida de desintegración vertical la ejerce la figura del operador del sistema, que es quien gestiona todas las instalaciones de la red de transporte, autoriza los planes de mantenimiento y establece las medidas que garanticen, de manera objetiva, un nivel de seguridad normativamente establecido.

## **9.2. LA SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES**

Las empresas UEF y HC ya han dado cumplimiento al requerimiento de la Ley 54/1997 de separar sus negocios regulados y no regulados. En este sentido UEF se ha separado en las siguientes sociedades:

- ✓ Negocios regulados: UEF distribución (actividad de transporte y distribución)
- ✓ Negocios no regulados: a) UEF generación (actividad de producción y de comercialización); UEF inversiones ; UEF desarrollo y acción exterior; UEF energías especiales (producción en régimen especial); UEF gas comercializadora; Otras sociedades

Por su parte, HC se ha separado en las sociedades siguientes:

- ✓ Negocios regulados: HC distribución (actividad de transporte y distribución)
- ✓ Negocios no regulados: a) HC generación (actividad de producción); b) HC comercialización; c) Otras sociedades.

Como puede observarse, los modelos de separación de actividades de las dos empresas son sensiblemente diferentes: Mientras que HC separa en dos

sociedades distintas sus actividades de producción y de comercialización, UEF las concentra en una única sociedad.

Podría ocurrir que la pretensión de realizar una gestión integrada de la generación llevase, no solo 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 del 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.

Por todo ello, en aras de una mejora en la transparencia de las transferencias de rentas entre la actividad de generación y de comercialización, con objeto de detectar posibles comportamientos anticompetitivos, sería recomendable que se mantuviese el modelo de separación de actividades de HC.

### **9.3. OTROS ASPECTOS RELACIONADOS CON LA INTEGRACIÓN VERTICAL**

Existen ciertas relaciones indirectas entre las actividades reguladas y las competitivas que quiebren, en cierta medida, la desintegración vertical que persigue la normativa eléctrica. Resulta necesario realizar un análisis de las mismas.

### **9.3.1 Sistemas de Incentivos que ligan distribución y generación**

Un ejemplo de la posible integración vertical a través de la propia regulación, puede provenir de los incentivos que pudiesen aparecer si los distribuidores, a la hora de adquirir su energía en el mercado para abastecer a los clientes a tarifa, y al amparo de un pass-through directo de sus costes de adquisición, optasen por inducir un precio elevado de dichos costes (lo cual se consigue, por ejemplo, realizando previsiones incorrectas que hacen que los desvíos en que incurren, y cuyo coste forma parte del coste final de la energía, incremente el citado coste por suministrarse con energías más caras, como son las de regulación). En ese sentido, aunque existe un ligero incentivo regulatorio a realizar bien las previsiones, ya que en el reconocimiento de costes que se lleva a cabo en la actualidad, el pass-through no es directo, reconociéndose no ya el coste incurrido sino el coste medio de adquisición de todos los distribuidores, esta Comisión recomienda analizar la potenciación de dicho incentivo y, en cualquier caso, no disminuirlo.

Con relación a lo anterior, no es posible llegar a una conclusión clara sobre el efecto de la concentración de las dos empresas ya que, si bien las dos han sido las que mejor han gestionado el citado incentivo frente a las dos grandes, esto ha podido deberse a causas diferentes a la propia búsqueda de la eficacia en la gestión del incentivo. Por ejemplo, puede ser que la ganancia marginal para los grandes agentes no compense el esfuerzo de las interacciones que requiere la adecuada previsión de la demanda. O podría ser que el efecto de los grandes números que actúa en la estimación de la demanda de las empresas grandes (compensando errores al alza con errores a la baja en la previsión de algunos de sus clientes) es menos importante que la estimación de los consumos que hacen las pequeñas distribuidoras por estar más cercanas a los clientes. En este segundo caso, la unión de las dos empresas producirá una peor previsión. En cualquier caso, con la unión de las dos empresas se pierde una referencia de la bondad en la previsión de los agentes en las adquisiciones de sus clientes a tarifa. Sin embargo hay que decir que este efecto se irá

minimizando a medida que aumente la elegibilidad y queden menos consumidores a tarifa.

Sin perjuicio de lo anterior, se reitera la necesidad de que la normativa sea suficientemente contundente para romper cualquier posible incentivo que transfiera beneficios, a través de la integración vertical, desde la actividad de distribución hacia la actividad de generación.

### **9.3.2 Efectos de los CTC**

Los CTC que se asignan por el método de las diferencias, unido a una tarifa fijada, actúan como una integración vertical virtual en el corto plazo entre las propias empresas generadoras y la demanda, que correspondería a su cuota de CTC. En la medida en que la citada cantidad (CTC a asignar por diferencias) ha quedado reducida respecto a la que existía en el pasado, se tiende a romper la citada integración vertical en el corto plazo, permitiendo un comportamiento más acorde con los existentes en cualquier mercado (los compradores desean precios bajos y los vendedores altos).

El reparto entre las empresas de los CTC's por diferencias (es decir, ingresos procedentes de los consumidores menos costes regulados) se realiza en función de los coeficientes establecidos en el RD 2017/1997 de liquidaciones. UEF e HC tienen una participación del 12,9% y del 5,7%, respectivamente.

Los ingresos que las empresas de generación reciben del mercado dependen de la cuota que alcancen en él y del precio del mismo. Durante el año 1999 las cuotas de UEF e HC en estos ingresos fueron del 12,7% y del 6,9%, respectivamente.

Existen pues, además de la recaudación que resulte de la aplicación de la cuota del 4,5% aplicado a tarifas y peajes regulados, dos fuentes de ingresos para las empresas generadoras, una procedente de los CTC's por diferencias y otra derivada del mercado. Ambos ingresos son dependientes unos de otros, precisamente porque los CTC's por diferencias se obtienen al deducir de los ingresos a tarifa los costes regulados, y un coste regulado

más es el coste de las compras de los distribuidores al mercado. Si este coste fuera elevado, por serlo el precio del mercado, los CTC's por diferencias serían más reducidos, y a la inversa.

Dadas las participaciones en los CTC's y en el mercado de las empresas que se analizan, se observa un cierto equilibrio entre ambas fuentes de ingresos en el caso de UEF, mientras que esto no es así en el caso de HC, como se muestra en el cuadro siguiente:

<b>Empresa</b>	<b>CTC's dif.</b>	<b>Mercado 99</b>	<b>Incremento</b>
<b>UEF</b>	12,9%	12,7%	<b>+0,2%</b>
<b>HC</b>	5,7%	6,9%	<b>-1,2%</b>
<b>UEF+HC</b>	<b>18,6%</b>	<b>19,6%</b>	<b>-1,0%</b>

Es decir, en la actualidad HC tiene incentivos a funcionar como cualquier agente vendedor en un mercado, es decir, a incrementar el precio del mercado (siempre que no disminuya su cuota en él), puesto que es mediante esta fuente de ingresos donde incrementa su remuneración total. No obstante, esto no tiene influencia en el precio final por el tamaño de HC, que hace que su participación en el mercado sea del tipo precio aceptante. Por su parte UEF, al tener una participación equilibrada no tiene incentivos claros o a elevar o a reducir el precio del mercado, solamente a incrementar su cuota en él.

Sin embargo, el posible nuevo grupo UEF+HC, con más cuota en el mercado que en los CTC's, tendrá incentivos en el corto plazo a incrementar el precio del mercado (siempre que no disminuya su cuota en él).

Otro tema es cómo funcionan el mecanismo de los CTC en una política de largo plazo. En ese sentido es muy importante conocer la forma en que está previsto que actúe la cláusula de salvaguarda prevista en el artículo

107 de la Ley 50/1998 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, la cual está pendiente de desarrollo normativo, recomendando esta Comisión su pronta promulgación. Dicha norma debe también acometer la forma en que el límite de las 6 PTA/kWh afecta a la transferencia de los derechos y obligaciones relacionados con los CTC, metodología que deberá aplicarse a la operación objeto del presente informe.

### **9.3.3 Puntos de medida**

Otro aspecto que tiene que ver con la integración vertical, esencialmente entre las funciones de distribución y comercialización, es analizar las mayores o menores facilidades que da un determinado agente para permitir el acceso a sus instalaciones. Un caso paradigmático es el de la implantación de los puntos de medida. De acuerdo con la información facilitada con fecha 22 de febrero pasado por el Departamento de Medidas de REE se puede concluir lo siguiente:

- ✓ La actuación de HC en la implementación del RD de puntos de medida ha sido modélica. HC generación e HC distribución tienen instalados a fecha de hoy el 100% de los puntos Tipo 1 y 2. HC energía finaliza su implementación de los puntos Tipo 2 en el mes de mayo de 2000, teniendo ya implementados los puntos de Tipo 1.
- ✓ Por su parte, la actuación de UEF ha resultado más desigual. Mientras que la implementación de los puntos de Tipo 1 en generación térmica y distribución ha finalizado, no ha sido así para el resto de la generación y para los puntos de Tipo 2. Además, no se han implementado aún los puntos correspondientes a sus consumidores cualificados.

### **9.3.4 Limitación de participación en el operador del mercado establecida en el artículo 33 de la Ley 54/1997.**

El artículo 33 de la Ley 54/1997 no permite que la suma de la participación directa o indirecta de una misma persona jurídica en el

capital del operador del mercado supere el 10%. En consecuencia, en caso de formalizarse el posible grupo UH+HC se deberá enajenar la participación en OMEL que exceda de la permitida por la normativa vigente. Así lo ha manifestado ya UEF en su comunicación a esta Comisión.

### **9.3.5 Limitación de participación en el operador del sistema establecida en el artículo 34 de la Ley 54/1997.**

UEF e HC son titulares, cada una, de una participación del 10% en REE. El artículo 34 de la Ley 54/1997 no permite que la suma de la participación directa o indirecta de una misma persona jurídica en el capital del operador del sistema supere el 10%. En consecuencia, en caso de formalizarse el posible grupo UH+HC se deberá enajenar la participación en REE que exceda de la permitida por la normativa vigente.

## **10. ANÁLISIS DE LA ACTIVIDAD DE SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL**

UEF tiene una empresa dedicada al suministro de gas natural compartida con CEPSA, que se denomina GAS DIRECTO, cuya participación accionarial es del 60% para UEF y del 40% para CEPSA.

Esta compañía es titular de Autorizaciones Administrativas para el suministro de gas natural en municipios de Galicia, Madrid y Andalucía, cuyo volumen total de clientes potenciales es pequeño.

HC tiene una empresa dedicada al suministro de gas natural denominada GAS ASTURIAS que es titular de Autorizaciones Administrativas en las principales poblaciones de Asturias. Esta compañía es altamente rentable y puede considerarse como de tamaño medio dentro de las existentes en España, si se excluye a Gas Natural. Al propio tiempo, dispone de un cierto “know how” lo que permitiría ayudar al desarrollo de nuevas distribuciones. Así mismo HC dispone de licencias para el desarrollo de la distribución de gas en México D.F.

En lo que se refiere al punto de vista de adquirente de gas para usos propios, UEF ha declarado que no tiene intenciones de modificar sus planes de expansión en la construcción de centrales de ciclo combinado a gas en Arcos de la Frontera (Cádiz, 3\*400 MW), 75% San Roque (Cádiz, 2\*400 MW), 50% Aceca (Toledo, 2\*400 MW), Palos de la Frontera (Huelva, 2\*400 MW), Sabón (La Coruña, 2\*400 MW) y Osera de Ebro (Zaragoza, 2\*400 MW).

Por su parte, HC planea construir una central en Castejón (Navarra, 450 MW). Por tanto si estas centrales se llevan a cabo, el posible grupo formado por UEF+HC, al contabilizar una mayor capacidad instalada de centrales de ciclo combinado, mejorará su posición de compra, máxime si, además, pasa a ser un agente activo en el mercado de gas.

A la vista de lo anterior, no se detecta ningún inconveniente, por lo que respecta al negocio del gas para que se efectúe una OPA de UEF sobre HC, teniendo en cuenta la reducida cuota de mercado de las empresas del sector de gas que formarán la futura empresa. Se puede decir que, incluso, y dado el pequeño tamaño relativo que aún tendría la nueva empresa en el mercado nacional de gas, sería favorable esta unión de actividades gasistas para potenciar agentes de mayor tamaño que fomenten la competencia en el sector gas, mejorando, en lo que al sector eléctrico se refiere, su posición de adquirente de energía para las futuras plantas de ciclo combinado.

## **11. ANÁLISIS DESDE EL PUNTO DE VISTA FINANCIERO DE LAS ACTIVIDADES**

La función decimocuarta, de las previstas en la Disposición adicional undécima, tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece que *“La Comisión Nacional de Energía tendrá las siguientes funciones:...Decimocuarta: autorizar las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil.*

La Comisión Nacional de Energía ha elaborado un informe al amparo de la citada función a cuyas conclusiones se remite el presente informe.

## **12. CONCLUSIONES**

Para la Comisión, el tema más relevante que afecta a las decisiones que sobre la competencia en el sector eléctrico deben adoptarse - entre las cuales se encuentra la operación objeto del informe - es el nivel de aislamiento que sufre nuestro sistema. Por ello es necesario el urgente establecimiento de un plan de actuación que desbloquee la actual situación. Tal como se ha dicho, si después de abordarse el problema con decisión, se llegara a la conclusión de que no es posible aumentar las interconexiones en un período razonable de tiempo, debería entonces valorarse la oportunidad de tomar medidas nacionales más drásticas para aumentar la competencia interna del mercado, asumiendo que ésta no provendrá del exterior.

Entretanto no se alcance un determinado nivel de interconexiones aceptable, deberá establecerse un periodo transitorio en el que se concreten determinadas medidas tendentes al aumento de la competencia interior.

El actual grado de concentración del sector eléctrico español es, tanto antes como después de la operación, muy elevado en los diferentes mercados de producto delimitados.

En dicho contexto, respecto al mercado mayorista cabe concluir que la operación analizada tiene como efecto el incremento del citado grado de concentración, pero no modifica sustancialmente su estructura, dado que el poder económico que ofrece la capacidad para determinar los precios sigue siendo ostentado, en la mayoría de los submercados en que se divide el mercado mayorista, primordialmente por la empresa líder.

En cuanto a la comercialización, la operación de concentración conduce en cierta medida a la consolidación de una tercera empresa, si bien la estructura de dicho mercado, tanto en lo relativo a las adquisiciones en el mercado mayorista como respecto a las ventas a clientes cualificados, continua caracterizándose por la preeminencia de las dos mayores empresas. En ese sentido, y en la medida en que no se vaya facilitando la introducción de

nuevos agentes comercializadores, la desaparición de HC podría tener cierto impacto negativo en el mercado minorista, por lo que es deseable que la nueva empresa mantenga la misma dinámica que han demostrado hasta la fecha las dos empresas y, especialmente, la de HC, así como la adopción de medidas regulatorias que incentiven dicha forma de actuación.

Cualquier análisis de la operación de concentración basado solamente en el tamaño de la nueva empresa, debería inscribirse en planteamientos aplicables a todos los agentes. En caso contrario, se podrían plantear problemas de discriminación respecto a agentes ya existentes de mayor tamaño. Igualmente el análisis debería contemplar el problema de ser discriminatorio respecto al propio aumento de tamaño que se está produciendo en los cuatro grandes agentes en la actualidad, fruto de los nuevos proyectos de generación, y al que no se le impone ninguna limitación.

En el marco de las consideraciones anteriormente realizadas, esta Comisión considera que, en la situación actual de puesta en marcha del proceso de liberalización y dado el actual grado de competencia en el sector eléctrico español, reflejado a lo largo de los diferentes análisis que se han realizado, la operación de concentración objeto del presente informe no altera significativamente el grado de competencia

En caso de autorizarse la operación, deberá en todo caso realizarse un intenso seguimiento de la conducta de la empresa resultante así como del resto de sociedades que intervienen en el mercado, para prevenir comportamientos de carácter oligopolístico o repartos de mercado, tanto en las actividades de producción como de comercialización. Dicha supervisión deberá ser mucho más intensa durante el período en que no existan nuevos generadores ni nuevas líneas de interconexión.

A pesar de los avances realizados en el proceso de liberalización del sector eléctrico, esta Comisión considera que debe realizarse un esfuerzo en el desarrollo de la normativa aún no promulgada, así como en la mejora de aquella otra a la que se hayan detectado ineficiencias a lo largo de estos más

de dos años de funcionamiento del nuevo marco liberalizado, actualización que ya está prevista en la configuración inicial del proceso.

Finalmente, esta Comisión quiere destacar que en sus conclusiones ha tenido muy en cuenta el pequeño tamaño relativo de la empresa resultante respecto a las ya existentes, ya que es previsible que la nueva empresa no detente posición de dominio individual en ningún mercado considerado.