



Comisión  
Nacional  
de Energía

# **INFORME SOBRE EL PROYECTO DE CONCENTRACIÓN CONSISTENTE EN LA FUSIÓN DE ENDESA, S.A. E IBERDROLA, S.A.**

**28 de noviembre de 2000**

## ÍNDICE

<b>1.</b>	<b>CONSIDERACIÓN PREVIA SOBRE EL CARÁCTER DEL PRESENTE INFORME.....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>OBJETO DEL INFORME .....</b>	<b>8</b>
<b>3.</b>	<b>PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO.....</b>	<b>9</b>
<b>4.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN SEGÚN LAS EMPRESAS NOTIFICANTES .....</b>	<b>10</b>
<b>4.1</b>	<b>PLAN DE DESINVERSIONES.....</b>	<b>14</b>
<b>4.2</b>	<b>LA CESIÓN DE ACTIVOS .....</b>	<b>14</b>
<b>4.3</b>	<b>LA GESTIÓN DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN OBJETO DE DESINVERSIÓN. PERÍODO TRANSITORIO.....</b>	<b>18</b>
<b>4.4</b>	<b>PLAN DE EXPANSIÓN.....</b>	<b>20</b>
<b>4.5</b>	<b>DESCRIPCIÓN FINANCIERA DE LA OPERACIÓN .....</b>	<b>20</b>
<b>5.</b>	<b>CONSIDERACIONES PREVIAS.....</b>	<b>21</b>
<b>5.1</b>	<b>SOBRE EL PROTOCOLO .....</b>	<b>21</b>
<b>5.2</b>	<b>SOBRE EL PRECEDENTE DE LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN DE UNIÓN FENOSA-HIDROCANTÁBRICO Y EL R.D.L. 6/2000 .....</b>	<b>22</b>
<b>5.3</b>	<b>CONSIDERACIONES SOBRE EL MARCO NORMATIVO.....</b>	<b>25</b>
<b>5.4</b>	<b>CONSIDERACIONES SOBRE EL ESTADO ACTUAL DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN Y LA PROBLEMÁTICA EXISTENTE EN LAS DIFERENTES ACTIVIDADES.....</b>	<b>26</b>
<b>6.</b>	<b>LA DEFINICIÓN DEL PRODUCTO RELEVANTE Y DEL MERCADO GEOGRÁFICO .....</b>	<b>39</b>
<b>6.1</b>	<b>EL MERCADO DE PRODUCTO RELEVANTE.....</b>	<b>40</b>
<b>6.2</b>	<b>EL MERCADO GEOGRÁFICO RELEVANTE.....</b>	<b>45</b>
<b>7.</b>	<b>MARCO GENERAL DE VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN: LA CREACIÓN O REFORZAMIENTO DE UNA POSICIÓN DOMINANTE INDIVIDUAL .....</b>	<b>49</b>
<b>8.</b>	<b>ESTRUCTURA DEL SECTOR Y ACCESIBILIDAD A LA COMPETENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO. MEDICIÓN DE LA CONCENTRACIÓN .....</b>	<b>55</b>
<b>9.</b>	<b>VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE FUSIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE CONCENTRACIÓN HORIZONTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....</b>	<b>57</b>
<b>9.1</b>	<b>ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN.....</b>	<b>57</b>
<b>9.2</b>	<b>ACTIVIDAD DE TRANSPORTE.....</b>	<b>97</b>
<b>9.3</b>	<b>ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>102</b>
<b>9.4</b>	<b>ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN .....</b>	<b>115</b>
<b>9.5</b>	<b>ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL .....</b>	<b>127</b>

<b>10. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE INTEGRACIÓN VERTICAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO .....</b>	<b>136</b>
<b>10.1 SOBRE LA ESTRUCTURA EMPRESARIAL PREVISTA POR LA EMPRESA FUSIONADA.....</b>	<b>136</b>
<b>10.2 OTROS ASPECTOS RELACIONADOS CON LA INTEGRACIÓN VERTICAL .....</b>	<b>137</b>
<b>11. LA OPERACIÓN Y LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA.....</b>	<b>145</b>
<b>11.1 LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA (CTC'S) EN ESPAÑA.....</b>	<b>145</b>
<b>11.2 LA FUSIÓN ENTRE ENDESA E IBERDROLA Y LOS CTC'S.....</b>	<b>156</b>
<b>12. CONSIDERACIONES ACERCA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL .....</b>	<b>160</b>
<b>12.1 LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL.....</b>	<b>160</b>
<b>12.2 EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA.....</b>	<b>163</b>
<b>13. ANÁLISIS DE LA PRESENCIA DE LAS EMPRESAS OBJETO DE LA FUSIÓN EN EL SECTOR DE GAS NATURAL .....</b>	<b>175</b>
<b>13.1 PRESENCIA DE ENDESA EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL.....</b>	<b>175</b>
<b>13.2 PRESENCIA DE IBERDROLA EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL.....</b>	<b>179</b>
<b>13.3 PRESENCIA DE LA EMPRESA RESULTANTE DE LA FUSIÓN EN EL MERCADO DEL GAS.....</b>	<b>182</b>
<b>13.4 VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE FUSIÓN EN EL SISTEMA DEL GAS.....</b>	<b>186</b>
<b>14. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>191</b>
<b>14.1 SOBRE LA PARTICIPACIÓN EN OMEL.....</b>	<b>191</b>
<b>14.2 SOBRE LA PARTICIPACIÓN EN REE.....</b>	<b>192</b>
<b>14.3 SOBRE LOS EQUIPOS DE MEDIDA .....</b>	<b>193</b>
<b>14.4 SOBRE UN CÓDIGO DE CONDUCTA.....</b>	<b>193</b>
<b>14.5 SOBRE LAS CENTRALES COMPARTIDAS.....</b>	<b>193</b>
<b>14.6 SOBRE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....</b>	<b>194</b>
<b>14.7 SOBRE EL RÉGIMEN ESPECIAL .....</b>	<b>194</b>
<b>14.8 SOBRE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE.....</b>	<b>195</b>
<b>14.9 SOBRE LOS EQUILIBRIOS A MANTENER EN LAS ZONAS DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>196</b>
<b>14.10 SOBRE LA TITULARIDAD EN OTRAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....</b>	<b>196</b>
<b>14.11 SOBRE EL SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN DE CONSUMIDORES QUE DISMINUYA LAS BARRERAS DE ENTRADA A LA COMERCIALIZACIÓN.....</b>	<b>197</b>
<b>14.12 SOBRE LAS PARTICIPACIONES ACCIONARIAS DE LAS EMPRESAS NOTIFICANTES EN OTROS OPERADORES ENERGÉTICOS.....</b>	<b>198</b>
<b>14.13 SOBRE LA ACTUACIÓN SIMULTÁNEA EN SECTORES ELÉCTRICOS Y DE GAS NATURAL.....</b>	<b>198</b>

<b>15. CONCLUSIONES.....</b>	<b>199</b>
<b>15.1 SOBRE LA AUTORIZACIÓN DEFINITIVA.....</b>	<b>200</b>
<b>15.2 SOBRE LA CONCRECIÓN DEL PLAN DE CESIÓN DE ACTIVOS Y CONTROL Y SUPERVISIÓN DE LAS DISTINTAS FASES DE LA OPERACIÓN.....</b>	<b>201</b>
<b>15.3 SOBRE LA DILACIÓN DEL PERÍODO TRANSITORIO.....</b>	<b>201</b>
<b>15.4 SOBRE LA CONVENIENCIA DE DESINVERTIR ACTIVOS DE DIFERENTES ACTIVIDADES POR SEPARADO NO INTEGRADOS VERTICALMENTE.....</b>	<b>202</b>
<b>15.5 SOBRE LA PARTICIPACIÓN EN OMEL.....</b>	<b>202</b>
<b>15.6 SOBRE LA PARTICIPACIÓN EN REE.....</b>	<b>203</b>
<b>15.7 SOBRE EL GESTOR INDEPENDIENTE.....</b>	<b>203</b>
<b>15.8 SOBRE LA SOCIEDAD GESTORA DE ACTIVOS A DESINVERTIR.....</b>	<b>203</b>
<b>15.9 SOBRE LOS COMPRADORES Y SOBRE EL PROCESO DE APROBACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DE CADA ACTIVO.....</b>	<b>204</b>
<b>15.10 CONDICIONADOS A LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN.....</b>	<b>204</b>
<b>15.11 CONDICIONADOS A LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>213</b>
<b>15.12 CONDICIONADOS A LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN.....</b>	<b>216</b>
<b>15.13 SOBRE EL MERCADO DE GAS.....</b>	<b>217</b>

**ANEXO I.- VOTOS PARTICULARES.**

**ANEXO II.- PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO.**

**ANEXO III.- MARCOS NORMATIVOS: SECTORIAL Y DE COMPETENCIA.**

**ANEXO IV.- ESTRUCTURA DEL SECTOR Y ACCESIBILIDAD A LA COMPETENCIA DEL  
SECTOR ELÉCTRICO. MEDICIÓN DE LA CONCENTRACIÓN.**

**ANEXO V.- CENTRALES ELÉCTRICAS PERTENECIENTES A IBERDROLA Y ENDESA.**

## **INFORME SOBRE EL PROYECTO DE CONCENTRACIÓN CONSISTENTE EN LA FUSIÓN ENTRE ENDESA E IBERDROLA**

Con fecha de 25 de octubre de 2000 ha tenido entrada en esta Comisión escrito remitido por el Vicepresidente Segundo y Ministro de Economía 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 treinta días, sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión entre ENDESA S.A. (en adelante ENDESA) e IBERDROLA S.A. (en adelante IBERDROLA).

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 28 de noviembre de 2000, aprobar el siguiente

### **INFORME**

#### **1. CONSIDERACIÓN PREVIA SOBRE EL CARÁCTER DEL PRESENTE INFORME**

Antes de entrar en la consideración de las distintas cuestiones que deben ser analizadas en el presente informe, se debe señalar que tal y como se ha planteado hasta la fecha, la operación de concentración de que se trata no puede ser analizada de la misma manera que si estuviéramos en presencia de una “operación cerrada”, entendiéndose por tal, aquella en la que todos y cada uno de los factores a tener en cuenta, se encuentran *a priori* perfectamente definidos, así como las eventuales consecuencias de la operación.

En el caso de la operación objeto del presente informe, nos encontramos ante una propuesta “abierta” que requiere un tratamiento significativamente diferente. En efecto, las empresas notificantes han planteado una operación en la que no definen actuaciones concretas y necesarias para que la operación pueda considerarse realmente existente, al tiempo que establecen una serie de condiciones autoimpuestas para cuando llegue el momento de realizar las citadas concreciones.

Las propias empresas reconocen el carácter indefinido de la operación y, sin modificar su declaración de voluntad, debe reconocerse tal carácter con todas sus consecuencias, que pueden resumirse en un diferimiento de todas las actuaciones correspondientes y necesarias de las empresas, de esta Comisión y, en general, de la Administración General del Estado.

En este sentido, el presente informe se centra en la valoración del diseño general de la operación que hoy se conoce y en si las citadas condiciones autoimpuestas son adecuadas, así como en la necesidad de establecer una serie de condicionantes adicionales para poder proseguir con la operación. Evidentemente, la magnitud de la operación y el diseño actual de la misma, hacen que, necesariamente, el presente informe sea el primero de una serie necesaria, por disposición legal, de informes preceptivos que la CNE deberá realizar, como ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos, que legalmente tiene encomendada la función de velar por la competencia efectiva en los mismos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento. Toda esta actividad posterior de la CNE deberá ir realizándose, según se vayan concretando los aspectos hoy no definidos que configuren la operación objeto de consideración.

En definitiva, con la emisión del presente informe se da cumplimiento a la solicitud del Vicepresidente Segundo y Ministro de Economía, no agotándose con ello las funciones de esta Comisión, en su condición de Organismo

regulador encargado de la supervisión de los sectores energéticos, de acuerdo con lo establecido en su Ley de creación.

No obstante lo anterior, surge la duda de si la citada "operación abierta" es un mecanismo válido para la presentación de la operación de fusión, o debería reencauzarse el mismo. En ese sentido, es interesante la referencia que se plantea en el apartado 38 del Proyecto de Comunicación de la Comisión sobre los compromisos presentados a la Comisión conforme al Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo y al Reglamento (CE) nº 447/98 de la Comisión, en donde se señala: *"...las partes, al presentar un compromiso de cesión, deberán ofrecer una definición exacta y exhaustiva del objeto de cesión previsto. La descripción debe ser suficientemente completa para permitir la identificación inequívoca de todos los activos pertinentes (materiales e inmateriales), actividades y servicios incluidos en el conjunto y, lo que no es menos importante, no ofrecer duda alguna sobre las actividades y servicios que no se incluyen"*.

A juicio de esta Comisión, la magnitud de la operación objeto del presente informe trasciende a las operaciones a las que es de aplicación lo señalado en el antedicho Proyecto, en el sentido de que la citada operación configura un caso singular al afectar a todas las actividades energéticas. Por lo tanto, tal como se ha comentado anteriormente, la aprobación definitiva que las distintas autoridades deben otorgar de las actuaciones que concreten la operación, se diferirá a etapas posteriores, delimitando en la fase actual únicamente un marco al que tendrán que ceñirse las empresas en sus futuras concreciones de la operación. Al mismo tiempo se permite reducir el riesgo regulatorio sobre las empresas al limitarse el amplio campo de discrecionalidad de las Administraciones Públicas, sin menoscabo de las responsabilidades y competencias de éstas.

Lo anterior es de aplicación a esta Comisión, en el ejercicio de la función decimocuarta que le atribuye la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. En efecto, la

operación de fusión de las actividades reguladas de las dos empresas, en primer lugar, y el plan de desinversión de activos de transporte o distribución, con posterioridad, requerirán la autorización de esta Comisión, con objeto de garantizar que no existen riesgos significativos, directos o indirectos, sobre las citadas actividades reguladas. Tal como señala la citada Ley, esta Comisión podrá dictar autorizaciones que expresen condiciones en las cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones.

## **2. OBJETO DEL INFORME**

El presente informe tiene por objeto responder a la solicitud cursada por el Vicepresidente Segundo y Ministro de Economía en escrito con fecha de entrada en esta Comisión de 25 de octubre de 2000, respecto a la operación de concentración entre ENDESA e IBERDROLA, 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 acuerdo con la cual corresponde a la Comisión Nacional de Energía “...*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 en el análisis de la operación se abordan sólo los aspectos ligados con los sectores energéticos en los que participan las dos empresas involucradas y, en consecuencia, no se prejuzga el impacto de la operación en otros sectores.



### **3. PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO**

El Procedimiento administrativo tramitado por la CNE “en el ejercicio de sus funciones” se encuentra recogido en el Anexo II del presente informe.

## **4. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN SEGÚN LAS EMPRESAS NOTIFICANTES**

Con fecha 17 de octubre de 2000, los Presidentes y Consejeros Delegados de ENDESA, S.A. y de IBERDROLA, S.A. firmaron el Protocolo de fusión de estas 2 compañías, que daría lugar a la creación de una nueva empresa, denominada ENDESA IBERDROLA, S.A., con sede en Madrid. Ese mismo día los Consejos de Administración de ambas sociedades aprobaron el proyecto de fusión, habiéndose presentado con fecha 18 de octubre la pertinente solicitud de concentración al Servicio de Defensa de la Competencia.

Las citadas empresas consideran que la globalización de la economía, la progresiva convergencia de los distintos mercados de productos y servicios energéticos, la construcción del mercado único europeo de la electricidad y la creciente y acelerada liberalización del mercado eléctrico español configuran un nuevo y exigente escenario, que plantea a las compañías españolas, cuyo negocio básico está constituido por la producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, un reto al que están obligadas a dar la adecuada respuesta estratégica por lo que se refiere a la creación de valor para sus accionistas.

ENDESA e IBERDROLA entienden que el mercado eléctrico de la Unión Europea desarrolla, por su parte, un proceso de liberalización irreversible, frente al que se está produciendo un movimiento paralelo de concentración que tiene como objetivo esencial y como vocación ineludible, dificultada todavía por las características específicas del sector eléctrico en cada país, que las compañías del sector adquieran las condiciones y el tamaño necesarios para trascender con éxito y en proporción significativa las fronteras nacionales.

ENDESA e IBERDROLA han considerado que su fusión da respuesta a las exigencias empresariales impuestas por el marco internacional antes citado y

señalan la complementariedad de sus actividades en los mercados eléctricos de España y de Iberoamérica, que supone una base para su futura expansión también europea y norteamericana en el ámbito energético, en el de las telecomunicaciones y otras actuaciones de diversificación en materia de nuevas tecnologías, convirtiéndose la empresa fusionada en líder en Europa e Iberoamérica.

Destacan que la operación que han decidido impulsar ha de ponerse en marcha bajo el principio esencial de un profundo respeto a la legislación en materia de competencia y con el compromiso del desarrollo profesional de sus empleados y directivos, y el mantenimiento y respeto de sus condiciones laborales.

Las empresas prevén que la integración de ambas compañías dará lugar a la aparición de una de las cinco mayores sociedades de servicios y suministros eléctricos y asociados en el mundo.

Las compañías participantes en la Fusión señalan que habrán de continuar desarrollando sus actividades con plena independencia y según las reglas de la libre competencia hasta la inscripción de la escritura de fusión en el Registro Mercantil. En este sentido, ENDESA e IBERDROLA adoptarán sus decisiones corporativas y operativas de forma independiente en el mejor interés de cada una de las empresas y sus respectivos accionistas.

Sin perjuicio de lo anterior, desde la firma del Protocolo, y sujeto a la formulación por los respectivos Consejos de Administración del Proyecto de Fusión, ENDESA e IBERDROLA continuarán desarrollando sus respectivas actividades de acuerdo con los usos y prácticas anteriores y se abstendrán de realizar cualquier acto que pudiera comprometer la aprobación por las Juntas Generales de Accionistas del Proyecto de Fusión o modificar sustancialmente el tipo de canje, conforme a lo previsto en el artículo 234.2 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Una vez formulado por los Consejos de Administración el Proyecto de Fusión, la dirección y responsabilidad del proceso de Fusión estará a cargo de los consejos de Administración. Se constituirá un Comité para la dirección de la Fusión (el “Comité de Fusión”) formado por los Presidentes y los Consejeros Delegados de cada una de las empresas.

El Comité de Fusión podrá establecer grupos de trabajo para el desarrollo de sus funciones. Los miembros de los grupos de trabajo no podrán desempeñar funciones relacionadas con la preparación y formalización de ofertas de compraventa de energía al mercado, o las actividades de comercialización.

La operación de fusión se estructuraría en tres fases diferentes:

- a) La primera fase consistiría en la fusión por absorción de IBERDROLA por parte de ENDESA (en adelante, *“la Fusión”*).
- b) Con posterioridad, la entidad resultante de la Fusión procedería a realizar distintas cesiones (ventas o permutas) de activos a empresas españolas y extranjeras del sector energético o de otros sectores en que las entidades participen en la actualidad (en adelante, *“la Cesión de activos”*).
- c) Simultáneamente al desarrollo de la Cesión de activos, la entidad resultante de la Fusión llevaría a cabo una serie de inversiones que resulten en un incremento de la diversificación geográfica y de negocios de su actividad (en adelante, *“el Plan de expansión”*).

La operación de fusión, según las empresas notificantes daría lugar a una estructura de negocios en el año 2000 y en el 2004 como la siguiente:

	Año 2000 Desglose de activos por negocios	Año 2004 Desglose de activos por negocios
Negocio eléctrico español	---	---
Energía América Latina	---	---
Telecomunicaciones	---	---
USA+Mexico+Europa	---	---
Otros	---	---

#### **4.1. PLAN DE DESINVERSIONES**

Las compañías participantes en la Fusión son conscientes de que la salvaguarda de la competencia en el mercado eléctrico español requiere que, una vez completada la Fusión, la empresa resultante lleva a cabo desinversiones de activos con el doble objetivo de reducir la cuota de mercado resultante y de dar entrada en el mercado español a nuevos operadores. Además, es un objetivo deseable el facilitar la expansión de la empresa resultante de la Fusión en los mercados exteriores, en particular en la Unión Europea, en energía y en telecomunicaciones.

Para ello, ambas compañías desarrollarán, en coordinación con las autoridades de competencia y los reguladores, un plan de desinversiones bajo principios de racionalidad, maximización de valor para los accionistas y pleno respeto a la legislación de defensa de la competencia (el “Plan de Desinversiones”).

#### **4.2. LA CESIÓN DE ACTIVOS**

Una vez realizada la inscripción de la escritura de Fusión, la entidad fusionada comenzará el proceso de Cesión de activos. Este proceso forma parte integral del Proyecto de Fusión.

La Cesión de activos permitirá obtener los recursos para llevar a cabo el Plan de expansión. En este sentido, la entidad resultante de la Fusión adquirirá los activos que se incluyan en el Plan de expansión (i) mediante la realización de permutas con una parte de los activos de su propiedad y (ii) ,entre otros, con los recursos obtenidos mediante la venta de algunos de esos activos de su propiedad. Los activos que se incluirán en el proceso de Cesión de activos de detallarán en un documento denominado “Plan de Desinversiones” que será aprobado por la entidad fusionada. El citado documento recogerá también el esquema elegido para la gestión de los activos que vayan a ser objeto de venta o permuta.

Se ha previsto por las Empresas la inclusión de un volumen significativo de activos de generación en el Plan de Desinversiones.

El proceso de desinversión se prevé llevarlo a cabo de modo que la sociedad resultante de la fusión mantenga en el territorio peninsular español un parque de generación de las siguientes características:

1. La entidad fusionada mantendrá una capacidad de generación de aproximadamente 20.300 MW en el territorio peninsular español, capacidad que resulta equivalente a la cuota de potencia instalada de la que ENDESA dispone en la actualidad.
2. La combinación de fuentes de generación, también llamado “mix”, que la nueva empresa conservaría se definiría tomando como referencia la composición integrada de la cartera de activos de generación de ambas entidades notificantes: 40-45 por ciento hidráulico, 35-40 por ciento térmico y 20-25 por ciento nuclear.
3. La entidad resultante de la fusión continuará los proyectos para la instalación de nueva capacidad hasta un total de 2.600 MW, equivalente al mayor volumen de los autorizados a cada una de las entidades notificantes,

además de los 200 MW correspondientes a la planta de ciclo combinado de Tarragona.

La entidad resultante de la Fusión intentará agrupar en paquetes significativos la mayor parte de los activos de generación objeto de desinversión. En cualquier caso, se opte por la agrupación de algunos activos o por la venta o permuta separada de cada uno de ellos, la entidad resultante de la Fusión desarrollará sus mejores esfuerzos para que como consecuencia del proceso de Fusión se introduzcan en el mercado español, al menos, tres nuevos competidores.

El programa de Cesión de activos de generación que se abordará es de tal magnitud (aproximadamente, 16.000 MW), que se hace imprescindible que la entidad resultante de la Fusión disponga de gran flexibilidad en el diseño del Plan de Desinversiones y, en particular, de los activos a desinvertir, en un periodo de tiempo suficiente.



La entidad fusionada considerará la posibilidad de aceptar el intercambio de activos en el proceso de desinversión con el propósito de incrementar su presencia exterior en los mismos mercados de producto/servicio.

Respecto a la actividad de distribución, ENDESA e IBERDROLA consideran que la titularidad de los activos vinculados a la misma no tiene influencia alguna sobre los mercados afectados al garantizar la regulación sectorial el acceso a las redes de terceros y, por tanto, no puede considerarse que esta actividad sea un mercado afectado por la Operación. Por otro lado, señalan que las actividades de transporte y distribución permiten obtener elevadas sinergias y eficiencias como consecuencia de un mayor tamaño.

De cualquier modo, las entidades notificantes tienen previsto ceder a terceros una parte de sus activos de distribución, mediante su inclusión en el Plan de Desinversiones.

### **4.3. LA GESTIÓN DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN OBJETO DE DESINVERSIÓN. PERÍODO TRANSITORIO**

En el período que medie entre la inscripción de la escritura de Fusión y la efectiva desinversión de los activos, la entidad resultante de la Fusión tendrá una presencia significativa en el mercado de producción. Por ello, las entidades notificantes entienden que deben adoptar una serie de medidas tendentes a evitar que la Operación pudiese suponer, siquiera temporalmente, una disminución de la competencia en el mercado de la generación de energía eléctrica peninsular. Dentro de esas medidas, las entidades notificantes consideran oportuno que los activos de generación que vayan a ser objeto de cesión sean gestionados de un modo independiente, de forma que quede garantizada la competencia en el referido mercado.

En este sentido, las entidades notificantes han previsto establecer un mecanismo de gestión autónoma del conjunto de los activos que se proponen desinvertir. Este mecanismo se diseñará de acuerdo a los siguientes principios que las entidades garantizan:

- Independencia y correcta gestión de los activos sujetos a desinversión, de forma que conserven las características industriales que los definen en el momento de la Fusión y puedan continuar desarrollando sus funciones en el mercado, tanto durante el periodo transitorio (de forma autónoma respecto de la entidad resultante de la Fusión) como una vez enajenados.
- La independencia en la gestión se obtiene encomendando, mediante el oportuno contrato de mandato, a un tercero independiente (el “Gestor Independiente”) todas las facultades de gestión y administración necesarias para mantener los activos plenamente competitivos durante el periodo transitorio.
- La selección del Gestor Independiente atenderá a cualificaciones de capacidad y experiencia que permitan garantizar (i) el mantenimiento del

valor económico de los activos gestionados, y (ii) una actuación comercial independiente y en competencia hasta la cesión de los activos a terceros.

El mecanismo que las entidades tienen previsto establecer para la gestión interna de los activos a desinvertir es el siguiente:

- a) Constitución de una sociedad participada al 100% por la entidad resultante de la Fusión (en adelante, la "*Sociedad gestora de los activos a desinvertir*" o "SGAD").
- b) Aportación a la SGAD de los activos que, de acuerdo con el Plan de Desinversiones, vayan a ser objeto de desinversión, con el consiguiente aumento de capital en la SGAD. La aportación de activos irá acompañada del traspaso, por la entidad resultante de la Fusión, del personal necesario para el desarrollo de sus actividades, incluyendo equipo responsable de realizar las ofertas al mercado de producción, equipo comercial y equipo de operación de centrales.
- c) La administración de la SGAD, en cuanto a operación de los activos, sería encomendada al Gestor Independiente, por medio de un contrato de mandato que regulará sus derechos y obligaciones y en virtud del cual se le encomendará la gestión de los activos a desinvertir.
- d) La Entidad resultante de la Fusión no ejercerá sus derechos políticos en la SGAD salvo en la medida estrictamente necesaria para preservar el valor de su inversión o en relación con el proceso de enajenación. En particular, no ejercerá sus derechos políticos en sentido contrario al indicado por el Gestor Independiente en todo lo que se refiere a la designación y cese de administradores.
- e) Las facultades del Gestor Independiente, que se desarrollarán en el mencionado contrato de mandato, comprenderán todos los actos de administración y explotación comercial de los activos de que sea titular

la SGAD. El contrato de mandato reservará a la entidad resultante de la Fusión la facultad de negociar y decidir la enajenación de sus activos.

#### **4.4. PLAN DE EXPANSIÓN**

Simultáneamente a la realización de la Cesión de activos, la entidad resultante de la Fusión llevará a cabo un Plan de expansión que tendrá por objeto adquirir, principalmente, activos de generación, transporte, distribución o comercialización de energía eléctrica en otros Estados del Espacio Económico Europeo o de terceros países, consiguiendo así que la actividad internacional, y en concreto europea, de la entidad fusionada se vea potenciada. La entidad resultante de la Fusión podrá además invertir en otros sectores respecto de los que existen sinergias (p.ej. otros sectores energéticos, telecomunicaciones, nueva economía), logrando así una mayor diversificación de sus actividades, no sólo geográfica, sino también en cuanto a sus líneas de negocio. Todo ello de acuerdo con las prioridades estratégicas expresadas por las entidades notificantes en los últimos meses y años.

#### **4.5. DESCRIPCIÓN FINANCIERA DE LA OPERACIÓN**

*Información Confidencial*

## **5. CONSIDERACIONES PREVIAS**

### **5.1. SOBRE EL PROTOCOLO**

Dado que las dos sociedades protagonistas del proceso de concentración sujeto a informe, fueron partes, en su día, del *PROTOCOLO PARA EL ESTABLECIMIENTO DE UNA NUEVA REGULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL*, firmado en Madrid, el 11 de diciembre de 1996, parece razonable hacer una consideración, siquiera breve, sobre la eventual incidencia del citado Protocolo.

A este respecto, procede remitirnos a lo manifestado por esta Comisión en el informe de fecha 26 de abril de 2000, en relación con la OPA de Unión Eléctrica Fenosa sobre Hidroeléctrica del Cantábrico, en el que, entre otras cosas, se manifestaba que *"...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"*.

A modo de conclusión, se terminaba diciendo *"...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”.*

## **5.2. SOBRE EL PRECEDENTE DE LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN DE UNIÓN FENOSA – HIDROCANTÁBRICO Y EL REAL DECRETO LEY 6/2000**

El proyecto de concentración de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico representa un importante precedente que no puede dejar de considerarse a la hora de analizar la operación objeto del presente informe. Aquella operación y la decisión final del Gobierno pueden considerarse una de las razones inspiradoras del artículo 16 del Real Decreto Ley 6/2000.

En este punto, se considera de interés recuperar las conclusiones de la CNE incluidas en su informe sobre la citada operación ([http://www.cne.es/pdf/cne04\\_00.pdf](http://www.cne.es/pdf/cne04_00.pdf)).

*“...si después de abordarse el problema con decisión (incremento de interconexiones), 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”.*

*“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”.*

Por su lado, el Tribunal de Defensa de la Competencia declaró improcedente la operación, introduciendo en sus conclusiones lo siguiente:

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

También se considera de interés reflejar lo que se incorporó en el “Informe sobre posibles medidas liberalizadoras en el sector energético” de fecha 6 y 7 de junio de 2000 ([http://www.cne.es/pdf/cne30\\_00.pdf](http://www.cne.es/pdf/cne30_00.pdf)) solicitado a la CNE por el Vicepresidente de Gobierno y Ministro de Economía en el marco de los trabajos de elaboración del citado Real Decreto Ley 6/2000:

*“Dado el actual nivel de concentración podría considerarse la posibilidad de que, en tanto en cuanto no se disponga de suficiente capacidad de intercambio*

*o mientras no se concreten las entradas de nuevos agentes de producción, impedir a los agentes cuya cuota de mercado supere un determinado valor el otorgamiento de las autorizaciones para construir nuevas centrales de producción. El citado valor podría ser función del nivel de interconexión, de manera que a mayor capacidad de intercambios, mayor es el mencionado límite: por ejemplo, el impedimento está activo para los que tengan más de un 20% si el nivel de interconexión es inferior a 3000 MW; si el nivel es inferior a 4000 MW lo estaría para los que tengan más de un 40%, etc.”. “Si no se quiere impedir por completo que los agentes actuales accedan a nuevas centrales, se puede obligar a que éstos den de baja (“achatarren”) o enajenen una capacidad equivalente a la nueva a la que quieren acceder”.*

Como puede observarse, con la promulgación del Real Decreto Ley 6/2000 se adoptaron medidas internas más drásticas, tomándose medidas tendentes a aumentar la competencia interior mediante la limitación del crecimiento de los grandes agentes que superasen el 20% de capacidad instalada en régimen ordinario.

Por todo lo anterior, y dado el importante antecedente que representan la citada operación de concentración, la decisión posterior del Gobierno y el Real Decreto Ley 6/2000, a lo largo del presente informe se realizarán numerosas referencias a los mismos.

*El Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz señala adicionalmente que, la decisión del Gobierno rechazó la disminución de agentes que representaría la OPA, aunque el tamaño de la nueva empresa hubiese sido mucho menor que la de los otros dos grandes agentes – ENDESA e IBERDROLA. En esta decisión primó básicamente la disminución del número de agentes frente a las cuotas de mercado de los mismos, y podía haber sido considerada inconsistente si se hubiese analizado de una manera aislada. En efecto, si Unión Fenosa hubiese querido adquirir únicamente una parte significativa de los activos de Hidrocantábrico se habría mantenido el número de agentes, si*



*bien el efecto sobre la competencia hubiese sido similar al de la operación planteada.*

*Pero a la decisión sobre la citada OPA, el Gobierno añadió inmediatamente después una nueva normativa, el citado Real Decreto Ley, que terminó de configurar un planteamiento tendente a corregir de raíz los problemas de competencia que ostentaba el sector eléctrico, estableciendo dos hitos normativos novedosos y contundentes: en primer lugar se estableció un límite del 20% al tamaño de una empresa de generación por encima del cual se suponen problemas de competencia; en segundo lugar se impuso una limitación al crecimiento de las dos empresas que superaban dicho valor, con objeto que la entrada de los nuevos agentes fuese gradualmente disminuyendo la cuota de aquéllos. Por lo tanto la decisión del Gobierno sobre la OPA, debe ser considerada conjuntamente con las medidas establecidas inmediatamente después por el propio Gobierno mediante la promulgación del Real Decreto Ley.*

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

#### **5.3.1 El marco normativo sectorial**

En el anexo III del presente informe se desarrollan algunas consideraciones sobre el marco sectorial que es de aplicación a la operación objeto del presente informe.

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

En el anexo II del presente informe se desarrollan algunas consideraciones sobre el marco de defensa de la competencia que es de aplicación a la operación objeto del presente informe.

#### **5.4. CONSIDERACIONES SOBRE EL ESTADO ACTUAL DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN Y LA PROBLEMÁTICA EXISTENTE EN LAS DIFERENTES ACTIVIDADES**

En el informe que esta Comisión realizó sobre la OPA de Unión Fenosa sobre Hidroeléctrica del Cantábrico (apartado 4.3), se consideraba que el análisis que se llevase a cabo debería tener presente el marco en que en ese momento de desenvolvía el sector energético, en general, y el eléctrico en particular, realizando una serie de consideraciones sobre el estado de liberalización en el sector eléctrico, pues era en ese sector en el que primordialmente se incardinaba la operación de adquisición, profundizándose esencialmente en los aspectos relevantes de las dos actividades que se abren a la competencia, la producción y la comercialización.

Dado el poco tiempo transcurrido desde la emisión del mencionado informe, la gran mayoría de las consideraciones en él recogidas siguen siendo válidas. No obstante lo anterior se desarrollan a continuación los principales argumentos del mismo que siguen siendo válidos en el marco del presente informe, actualizándose con aquellos hechos que han representado una modificación respecto a la situación existente en el mes de abril.

Igualmente se incorporan algunos de los argumentos que se reflejaron en el “Informe sobre posibles medidas liberalizadoras en el sector energético” de fecha 6 y 7 de junio de 2000 ([http://www.cne.es/pdf/cne30\\_00.pdf](http://www.cne.es/pdf/cne30_00.pdf)).

##### **5.4.1 Marco general de actuación: el mercado único**

El objetivo final buscado por 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, que es alcanzar un mercado único europeo de electricidad, está todavía lejano.

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 uno de los países miembro que más lentitud está demostrando en la liberalización de su sistema.

España ha sido uno de los países de la Unión Europea que 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 carencias existentes en nuestro país en lo que a normativa y estructura se refiere, aunque se reconozca que se está en una situación más avanzada que la existente en otros sistemas.

#### **5.4.2 *Sobre la problemática que induce la propia normativa o la carencia de la misma***

El análisis de la operación debe contemplar la problemática que acompaña a las situaciones en que se están desarrollando los agentes, ya que existen determinados extremos que pueden producir un riesgo regulatorio, con el consiguiente efecto sobre los sujetos que actúan o quieren actuar 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.

De cara a la disminución del riesgo regulatorio, es preciso explicitar 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 por qué serán modificadas.

Más grave que la falta de motivación de la metodología que soporta una determinada normativa es la carencia de la misma, la cual actúa como barrera de entrada respecto al desarrollo eficaz de las actividades competitivas de comercialización y generación. En este sentido, la principal carencia normativa sigue siendo la misma que ya se señaló en el informe sobre la OPA de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico, es decir, la falta de promulgación de la normativa que regula el transporte, la distribución, las condiciones de acceso, la comercialización, los procedimientos de autorización, etc.

También es importante que la Administración sea ágil en la detección y posterior corrección de determinada normativa que se considera deficiente, ya que envía señales inadecuadas que inducen comportamientos ineficientes. En ese sentido, determinadas deficiencias, por ejemplo en el mecanismo de gestión de restricciones (nacionales e internacionales) o en la imputación de pérdidas, está provocando que los mecanismos de formación de los precios en el mercado de producción no sean adecuados, con la gravedad que esto representa. Dichas ineficiencias han sido objeto de numerosos informes de esta Comisión, pero la misma no dispone de las facultades para poder introducir las mejoras correspondientes.

#### **5.4.3 *Sobre la problemática en la 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

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 de ventaja ante los otros comercializadores, esencialmente porque aquellos usen la calidad de suministro y la información, entre otras cuestiones, 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 niveles de calidad, con independencia de a quién compren 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.

Igualmente, y con objeto de impedir que se use la tarifa regulada, bien de acceso o bien integral, como elemento de discriminación comercial por parte de los distribuidores o del grupo empresarial en que se integran – evitando que cobre menos a los consumidores que acuden a su comercializador asociado – sería necesario eliminar su carácter de máximas, y que éstas sean fijas y no negociables o, en caso de que se pudiesen realizar descuentos por el distribuidor, éstos fuesen universales para todos los consumidores de un tipo dado, independientemente de qué comercializador le suministre. Una propuesta similar concerniría a los cobros por acometidas que realiza el distribuidor.

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 una vez más por esta 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.

De otra parte, 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 un mismo grupo empresarial, que tienda a proteger la confidencialidad de la información que le es conferida a los agentes que actúan en las actividades reguladas. En el informe sobre propuesta de medidas liberalizadoras la CNE señaló "*...se propone que a la mayor brevedad posible, se obligue a que los distribuidores publiquen los listados de aquellos clientes que en un determinado plazo van a adquirir la condición de clientes cualificados, siempre que éstos accedan a dicha publicación.*". Cabe señalar que el Real Decreto Ley 6/2000, en su artículo

20, estableció en el mes de junio medidas como la propuesta por la CNE tendentes a dar más información sobre los consumidores cualificados a los potenciales comercializadores. Sin embargo aún no se han concretado tales medidas, habiéndose perdido la oportunidad de aplicarlas desde el principio al importante escalón de consumo que se produjo en el mes de julio de 2000.

La Comercialización es la vía natural de colocación de la producción, y siendo ambas actividades liberalizadas, la tendencia de las empresas generadoras será a maximizar los ingresos procedentes de la producción sobre la base colocar de la mejor manera su producción en el mercado spot o directo a consumidores cualificados a través de comercializadores.

No hay ninguna razón regulatoria por la que no puedan unificarse ambas actividades en una sola unidad de negocio, generación y comercialización.

Por otro lado, tanto el Transporte como la Distribución son negocios de redes y no tiene lógica que se mezclen con actividades liberalizadas como se produce en la actualidad. En el caso del Transporte las empresas eléctricas priman su posesión para mejor evacuar la generación propia y en el caso de la Distribución para fidelizar a los consumidores cualificados con la amenaza de la calidad del servicio, entre otras.

De la misma manera que de forma natural se puede llegar a la conclusión que lo mejor para el mercado español es que REE opere y posea el 100% de las redes de Transporte, independientemente de la propiedad de las generadoras, o como máximo con un 1 ó un 3%(no el 10% actual) de su capital social, cabe concluir que la situación actual en la que los mismos propietarios de los activos de generación (luego con intereses en la comercialización) poseen los activos de Distribución es preocupante ya que lo ocurre es que la actividad de Comercialización queda afectada con la posición dominante a través de las redes.

Por otra parte, pasa a ser necesario revisar la definición de monopolio natural de la red de distribución aceptando y propiciando desde las instancias de la regulación “la guerra de redes”, al igual que el sector de telecomunicaciones.

Evidentemente, deberá velarse que la inevitable escasez del territorio, con su grado de ocupación y el impacto que conllevará esta “guerra de redes” no se constituya en una nueva barrera de entrada para los nuevos actores y que con ello se consoliden solo los incumbentes.

En el informe sobre la OPA UF-HC, se señalaba que *“Como elemento dinamizador de la comercialización, que indirectamente presione al propio mercado mayorista, es importante que se adelante el calendario de elegibilidad”*. Posteriormente en el informe citado de esta Comisión de 6 y 7 de junio sobre medidas de liberalización, se propuso como fecha el año 2003. Finalmente, el Real Decreto Ley 6/2000, en su artículo 19, concretó tal recomendación, adelantándose la elegibilidad total al 1 de enero del 2003.

También la estructura existente en la generación, que es la actividad que presta cobertura a la comercialización, sigue marcando el desarrollo de esta última, junto con la problemática señalada anteriormente sobre la comunión de intereses entre dicha actividad y la distribución. Por lo tanto, es previsible que las comercializadoras ostenten similares posiciones de dominio en el mercado de comercialización que la que dispongan los generadores.

En apartados posteriores se presenta un análisis detallado de la actividad de comercialización. En base al mismo puede concluirse que, desde el inicio del funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, 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 y otras causas derivadas de la libre actuación empresarial, 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 transitoria undécima de la Ley 54/1997.

*El Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz quiere hacer constar que también cabe señalar que el citado Real Decreto Ley, en su artículo 21, introdujo nuevas modalidades de contratación a los comercializadores. La CNE había incorporado en su informe lo siguiente: “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”.*

#### **5.4.4 Sobre la problemática en la 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 regulatoria 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 ejemplo 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.

Igual incertidumbre regulatoria representa el hecho de las numerosas modificaciones que en los casi tres años de funcionamiento del mercado mayorista han sufrido los pagos a los generadores por garantía de potencia que, teóricamente, debe ser una señal de largo plazo a la nueva inversión de capacidad o al mantenimiento de centrales antiguas. Con objeto de evitar que el concepto de la garantía de potencia introduzca riesgos regulatorios, deberá analizarse la conveniencia de modificar los criterios de regulación de la garantía de potencia por parte de la Administración, o bien los criterios que se emplean para realizar las modificaciones de los montos económicos previstos por este concepto o bien los plazos previstos para ir anulando la señal explícita y que la garantía de potencia se vaya convirtiendo en una variable que genera el propio mercado y que no dependa de la citada Administración.

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. Así lo recogió el propio Tribunal de Defensa de la Competencia, en el informe de la OPA de UF sobre HC. 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.

#### **5.4.5 *Sobre la problemática de supervisar adecuadamente la integración vertical***

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, incorporó al ordenamiento español el nuevo paradigma del suministro eléctrico: se rompía la integración en el mismo de las diferentes fases que lo constituían como un monopolio en su conjunto, manteniéndose tal característica únicamente a las actividades de transporte y de distribución. El resto de las actividades - comercialización y producción - pudieron configurarse como actividades competitivas.

Al seguir las redes manteniendo su carácter de monopolio regulado, se obliga a mantener un grado de regulación más intenso que impida posibles abusos de posición de dominio por parte de sus propietarios para beneficiar a los negocios que éstos realicen en las actividades de comercialización y producción.

Tal como se comenta en otros apartados del informe, las herramientas citadas – regulación y supervisión - para conseguir que la separación vertical se concrete con efectividad, no han sido desarrolladas con la máxima eficacia.

En ese sentido existen carencias e ineficiencias normativas que ya han sido comentadas, y que inciden directamente en que se puedan obtener beneficios de la comunión de intereses entre comercialización y distribución, entre comercialización y generación, entre generación y distribución y, finalmente, entre transporte y generación.

Por otro lado, la labor supervisora de la Administración y, en particular, de esta Comisión, se ha visto mermada por una serie de problemas inherentes a la asimetría de información.

*El Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz quiere hacer constar que dicha mayor intensidad regulatoria, que se traduce en la necesidad de una normativa más prolija y en una mayor supervisión de las conductas, se debe a que en el modelo sectorial elegido se optó por una separación jurídica de las actividades en contraposición de una separación más contundente cual era la de propiedad.*

*Asimismo quiere hacer constar que los mecanismos mediante los cuales la CNE recibe información para poder realizar una adecuada supervisión de los comportamientos de los agentes y de las posibles transferencias de rentas entre actividades de un mismo grupo empresarial, deben ser dotados de una mayor fortaleza y agilidad que la que tienen en la actualidad. Por ejemplo, ha existido una gran problemática a la hora de publicar Circulares, que es el instrumento que la Ley prevé para dotar a la CNE de información precisa y de manera ágil, debiendo acudir a otros mecanismos para recabar la información. Es importante que la Administración sea autosuficiente, por ejemplo, en las bases de datos sobre consumos (claves para el seguimiento de la evolución y las propuestas tarifarias) ya que hasta la fecha los datos en poder del Ministerio y de la CNE provienen de la patronal UNESA, y no de los propios sujetos individuales del sector. Igualmente es necesario poder establecer la información contable y homogénea de las actividades, a efectos de supervisión regulatoria, que debe ser remitida a la CNE, la cual no tiene por qué ser la misma que la que se establece desde el punto de vista mercantil, ya que los objetivos de supervisión son completamente diferentes.*

#### **5.4.6 Sobre la carencia de suficiente nivel de interconexiones internacionales**

La situación en lo que se refiere al nivel de interconexiones sigue siendo la misma que la existente en el mes de abril del presente año, por lo que siguen siendo válidos los mismos argumentos presentados en el informe de la OPA de UF sobre HC.

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 proveniente desde el exterior será muy escasa, debiéndose centrar en los agentes existentes y en potenciar nuevos entrantes, procurando eliminar cualquier barrera de entrada a estos últimos.

Esta Comisión sigue insistiendo 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, ya que el principal problema con que se encuentra un posible aumento del nivel de interconexión no es ni económico, ni técnico ni medioambiental, sino político. Las ventajas que representa el dejar de estar aislados eléctricamente, justificaría cualquier esfuerzo en ese sentido.

A juicio de esta Comisión, el Real Decreto Ley 6/2000 reconoció, implícitamente, que no es posible aumentar las interconexiones en un período razonable de tiempo. Por ello, tal como se ha mencionado en apartados anteriores, adoptó medidas nacionales más drásticas para aumentar la competencia interna del mercado, asumiendo que ésta no provendrá del exterior.

Parece evidente que una capacidad comercial para intercambios desde Francia de un máximo de 1.100 MW, a la que se agrega una capacidad máxima desde Portugal de unos 1.000 MW, no resultan realmente significativas frente a una demanda en punta de 33,5 GW. La cuantificación de la capacidad de interconexión mínima con Francia tal que permitiera que el mercado español fuese accesible a la competencia (*contestable*) es un aspecto relevante, pero en el que no se profundiza en el presente informe por no ser su objeto. La bajanía que representa el nivel actual de interconexión respecto de cualquier valor mínimo que se calculase, hace que este cálculo, por ahora, sea irrelevante a la hora de valorar la viabilidad económica de una nueva línea de interconexión.

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 este virtual 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 de un sistema. En este sentido, debe tenerse en cuenta que la energía transita, eficientemente, de un sistema con menor precio hacia otro de mayor precio. La demanda interna del primero, lógicamente, compra energía en su propio sistema. Por lo tanto, cuando algún agente decide hacer una transacción “inversa”, está intentando vender energía desde el sistema de precio caro a un consumidor del sistema con precio barato. El arbitraje se establecería rápidamente por una transacción interna en el sistema de precio barato adquiriendo energía en ese mismo sistema para alimentar a su demanda, evitando tener que traer energía desde el sistema de energía cara. Las causas que pueden llegar a motivar la aparición de transacciones inversas como las citadas son, normalmente, causadas por fallos en la regulación.

Por ello, la argumentación realizada por algunos actores en el sentido de que una capacidad física cualquiera podría elevarse muchísimo de aparecer transacciones comerciales de sentido contrario, carece de toda virtualidad.

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

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

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.

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”* (DOCE C 372 el 9/12/1997) 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 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.

Cabe recordar antes de proseguir, que las diferentes conclusiones, en este y otros aspectos, que se recogen en el presente informe, se realizan de manera

aproximada, por las especiales características de la fase de la operación que ahora se analiza, en la que la concreción del plan de desinversión impide cuantificar exactamente el efecto final de la operación.

## **6.1. 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 Tractebel-Distrigaz II; IV/M568 EF-Edison-ISE; IV/M.931 Nestlé-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 relevante en este expediente, 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 separación 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. Todo lo anterior deberá realizarse de manera aproximada, por las especiales características de la fase de la operación que ahora se analiza, en la que la concreción del plan de desinversión impide cuantificar exactamente el efecto final de la operación.

En cuanto a la producción en régimen especial, podría considerarse como un producto diferenciado, teniendo en cuenta la concepción de tal actividad como eminentemente regulada, y su, hasta ahora, nula participación en el mercado mayorista de electricidad. Tal fue la conclusión que esta Comisión estableció en su informe sobre la OPA de Unión Fenosa sobre Hidroeléctrica del Cantábrico. No obstante, y desde la entrada en vigor del Real Decreto 6/2000, de 23 de junio, este escenario se ha modificado, si bien de una manera poco relevante, al obligarse a los productores de este régimen con una potencia instalada igual o superior a 50 MW a presentar ofertas en el mercado. Aunque en el momento de redactarse el presente informe ninguno de estos productores ha participado en el mercado de producción, en el análisis de cuotas que se realiza en otros apartados de este informe se tendrá en cuenta este grupo de productores del régimen especial que tiene obligación de participar en el mercado mayorista aunque, como se ha dicho, no modifica en nada las conclusiones que se obtendrían si no se le contemplase, debido a su reducido valor (unos 450 MW).

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.

En consecuencia, son las actividades de generación y comercialización las más susceptibles de constituir un mercado en competencia efectiva, si bien no puede por ello descartarse la consideración de las actividades de transporte y

distribución como mercados sometidos a la normativa de defensa de la competencia, y en tal medida, la necesidad de analizar también en estos mercados los efectos que tendría la operación de concentración objeto del presente informe. Recuérdese a estos efectos el precedente de la operación de concentración, en el ámbito de la distribución de gas natural, entre ENDESA/GAS NATURAL<sup>1</sup>, en el que el Gobierno rechazó la operación con base en consideraciones relativas a los efectos de la misma en los mercados de distribución y comercialización de gas natural, teniendo en cuenta el argumento de la necesidad de preservar una competencia referencial en el ámbito de la distribución, así como la incidencia de la concentración sobre el desarrollo futuro de la comercialización. Estas consideraciones que acaban de realizarse y el precedente apuntado deben tomarse asimismo en consideración a la hora de valorar los efectos de la operación sobre los mercados de distribución y transporte de electricidad, pues las características de monopolio natural de las citadas actividades concurrían igualmente para las redes de gas natural sobre las que se produjo la citada decisión del Gobierno.

En este sentido, procede rebatir las consideraciones vertidas por las empresas notificantes por las que entienden tanto que no existe un mercado de transporte o de distribución, como tampoco un mercado de suministro a consumidores finales de tamaño pequeño, todo ello por las mismas razones que acabamos de exponer.

Precisamente la relación entre la distribución y la comercialización a clientes a tarifa (desarrollada por los distribuidores en tanto los citados clientes no puedan elegir su suministrador) con la futura actividad de comercialización, así como los estrechos vínculos que enlazan ambas actividades cuando son desarrolladas por empresas que forman parte del mismo grupo empresarial, determina la conveniencia de analizar los efectos de la concentración tanto en

---

<sup>1</sup> Acuerdo del Consejo de Ministros de 31 de julio de 1999, Orden de 6 de septiembre de 1999, BOE de 1 de octubre de 1999, relativa a la toma de control conjunto de Gas Aragón, S.A. por Endesa, S.A. y Gas Natural, S.A. y en la toma de una participación del 20 % en Gas Andalucía, S.A. por Endesa, S.A.

el mercado de distribución como en el mercado de comercialización, y la eventual reducción de la competencia efectiva en el desarrollo de esta última actividad, teniendo en cuenta el reducido grado de competencia que tiene lugar actualmente en dicho mercado, y la ventaja competitiva que para los comercializadores creados por las empresas con anterioridad verticalmente integradas, representa la titularidad, aunque bajo otra persona jurídica del grupo, de las redes de distribución.

Por todo ello, y a diferencia de lo expresado por las empresas notificantes en el escrito remitido a esta Comisión, los mercados relevantes de producto, a juicio de la CNE, no son sólo los de generación y suministro a clientes grandes o medianos, sino los mercados de generación y comercialización, así como las actividades de transporte y distribución, en tanto actividades sometidas a la normativa de defensa de la competencia a pesar de su consideración de monopolios naturales, dada su gran interrelación e incidencia sobre las actividades liberalizadas. A estos efectos dice el propio Tribunal de Defensa de la Competencia en su informe sobre la OPA de UF sobre HC que *"si bien el transporte y la distribución son actividades reguladas, el hecho de que en la distribución estén presentes empresas que, a su vez, lo están en los mercados relevantes anteriormente delimitados, hace necesario tener en cuenta esta actividad en la evaluación de las condiciones de competencia en el mercado de comercialización y en el de generación"*.

A su vez, dentro del mercado de generación cabría delimitar, como mercados específicos, un mercado de producción organizado, incluyendo dentro del mismo la producción en régimen especial que tenga obligación de presentar ofertas en el mercado y las importaciones de energía que participen en dicho mercado, y por otro lado un mercado de contratos bilaterales.

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 periodo de tiempo

limitado (1998, 1999 y parte del 2000). 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.

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.

## **6.2. 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 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 ha aclarado con anterioridad, ha llevado a considerar el grueso de 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.

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 Tractebel/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>2</sup> acordada después de haberse adoptado la directiva europea del mercado interior de la energía, la Comisión Europea entiende que el mercado geográfico

---

<sup>2</sup> IV/M.1190 Amoco-Repsol-Iberdrola-Ente Vasco de la Energía

de referencia es el mercado peninsular español, debido al flujo limitado de intercambios entre España y otros países.

Más recientemente, la Comisión Europea ha realizado una definición del mercado relevante geográfico de carácter nacional en varias decisiones sobre operaciones de concentraciones, debiendo resaltarse la que ha tenido lugar en el sector eléctrico español con ocasión de la creación por IBERDROLA, S.A. y RWE de la filial común Tarragona/Power<sup>3</sup>. En su decisión la Comisión Europea señala que “debido a la restringida capacidad de interconexión en las fronteras españolas, el suministro de electricidad a nivel de interconexión puede ser todavía considerado de carácter nacional”, refiriéndose igualmente a su decisión en el asunto VEBA/VIAG<sup>4</sup>.

Dado el actual estado de bloqueo en la construcción de nuevas líneas de interconexión con Francia y teniendo en cuenta que, en caso de una hipotética apuesta por el desarrollo de las interconexiones entre España y sus países vecinos, el período de construcción de las mismas sería elevado, 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.

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”*.

Sin embargo, la diferente normativa y grado de apertura existentes en el sistema portugués hacen que se siga manteniendo como mercado geográfico relevante el peninsular español.

---

<sup>3</sup> Decisión adoptada en aplicación de artículo 6 (1)(b) del Reglamento comunitario de concentraciones, en el asunto N° COMP/M.1952-RWE/IBERDROLA/TARRAGONA POWER/JV.

<sup>4</sup> Decisión de la Comisión Europea de 13.06.2000, asunto n° COMP/M.1673-VEBA/VIAG.

Como puede observarse, 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.



## **7. MARCO GENERAL DE VALORACION DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE CONCENTRACION: LA CREACION O REFORZAMIENTO DE UNA POSICION DOMINANTE INDIVIDUAL**

En este apartado se expone el marco general de análisis de los efectos de la operación de concentración, teniendo en cuenta el plan de cesión de activos propuesto por las partes, que se basará en los criterios generales que se establecen en el artículo 16 de la Ley de Defensa de la Competencia, y que se desprenden asimismo tanto de los precedentes adoptados por el Gobierno español en el ejercicio de la función autorizatoria que le atribuye dicha Ley, como de la práctica decisoria de la Comisión Europea y de la jurisprudencia del Tribunal de Justicia de Luxemburgo en el ámbito del Reglamento comunitario de control de concentraciones.

El artículo 16 de la Ley de Defensa de la Competencia establece, a efectos del informe del Tribunal de Defensa de la Competencia, que la apreciación de si los proyectos de operaciones de concentración pueden obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado, *“se basará en un análisis de sus efectos restrictivos, previsibles o constatados, atendiendo principalmente a las siguientes circunstancias:*

- a) *Delimitación del mercado relevante*
- b) *Su estructura,*
- c) *Las posibilidades de elección de los proveedores, distribuidores y consumidores o usuarios,*
- d) *El poder económico y financiero de las empresas,*

e) *La evolución de la oferta y la demanda,*

f) *La competencia exterior”.*

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

En el ámbito del derecho comunitario, la Comisión Europea ha considerado entre otros como criterios para valorar los efectos de reforzamiento de la posición dominante individual como consecuencia de la operación, tanto la cuota de mercado de la entidad resultante, como el tamaño relativo del resto de competidores, el grado de concentración de la oferta antes y después de la operación, la existencia de barreras de entrada al mercado y el grado de competencia real, así como el nivel de competencia potencial, la existencia de exceso de capacidad u otros indicios de flexibilidad de la oferta.

Para examinar el grado de concentración de la oferta a que conduce una concentración, se toma en consideración el número de competidores, sus cuotas de mercado y la diferencia de cuota entre las mismas.

Este último criterio, la diferencia de cuotas entre la entidad fusionada y el resto de competidores, permitirá a su vez determinar el grado de poder económico de la primera así como la capacidad de los segundos para hacerle frente.

Junto a estos indicios, la Comisión Europea ha tomado en consideración, entre otros, criterios como la capacidad de producción de los competidores y su habilidad, mediante aumento de la producción, para hacer frente a la elevación de los precios de la entidad fusionada; la capacidad financiera de dichos competidores, lo que les permitirá invertir en investigación y desarrollo, know-

how y publicidad, todo ello para hacer frente a la competencia de la entidad fusionada; y el grado de acceso, para la entidad fusionada y sus competidores, a las materias primas necesarias para el desarrollo de su actividad competitiva.

Nótese por tanto que no es intrascendente la elección entre las diferentes posibilidades de enajenación de activos en que se materializaría, según las empresas, el plan de cesión que el proyecto de concentración contempla, pues aunque pudiera aumentarse el número de operadores existentes en el mercado, habrá de garantizarse igualmente que el tamaño relativo de los mismos es adecuado para la existencia de competencia en condiciones que no sean peores a las existentes con anterioridad a la concentración.

El propio Tribunal de Defensa de la Competencia ha referido como un criterio a tener en cuenta en la ejecución de las medidas para restablecer la competencia, la necesidad de vender los activos por bloques<sup>5</sup>, para asegurar que se creará un competidor capaz de hacer frente a la competencia.

El aumento del número de operadores constituye, ciertamente, un elemento que puede favorecer el desarrollo de la competencia. En este sentido, procede tomar en consideración en este asunto el precedente del asunto de la OPA de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico, que fue declarada improcedente por el Gobierno, sobre la base del informe emitido por el Tribunal de Defensa de la Competencia en dicho asunto, en el que se ponían de manifiesto las características y barreras de entrada del sector eléctrico, así como la situación de posición dominante colectiva en que habría resultado la operación, al disminuir el número de operadores en el mercado de cuatro a tres.

---

<sup>5</sup> Véase el informe del TDC en el asunto CARREFOUR/PROMODES, en el que se señala que las ventas de establecimientos comerciales *“se produzcan por grupos de establecimientos para favorecer una dimensión mínima suficiente de los competidores que contribuya a restablecer, al menos parcialmente, la competencia efectiva en el mercado”*. Consúltese también la decisión del Consejo de Ministros sobre este mismo expediente y sobre el de HEINEKEN/CRUZCAMPO. La necesidad de que los activos sean vendidos a competidores viables e independientes, y que cuenten con *“recursos financieros y experiencia demostrada que le permitan mantener la actividad cedida como fuerza competitiva activa en competencia con las partes”*, viene referida igualmente en la propuesta de

Tras haber definido el mercado relevante de producto y geográfico, el Tribunal de Defensa de la Competencia sostiene que *“en la precaria situación actual de las condiciones de competencia en los mercados eléctricos relevantes, la proyectada adquisición de Hidrocantábrico por Unión Fenosa implica un claro riesgo de serio deterioro de la competencia efectiva. En el mercado de generación, aumentaría significativamente el ya elevado grado de concentración existente, y la empresa resultante de la operación de concentración ejercería su actividad en un contexto en el que las ventajas asociadas a un comportamiento orientado a alcanzar un equilibrio competitivo del mercado serían inferiores a las susceptibles de ser conseguidas mediante un equilibrio cooperativo con sus dos rivales, entendiéndose por tal el caracterizado por un precio de pool superior al coste marginal”*.

Y en relación con el mercado de comercialización, subraya que *“la operación de concentración proyectada daría lugar a una modificación estructural que obstaculizaría, considerablemente el ejercicio de la competencia efectiva. De realizarse, esta concentración daría lugar a un incremento relevante de la ya muy elevada concentración existente, y eliminaría al operador que, por la agresividad de su política comercial, está realizando la principal contribución a la dinamización de la competencia y a la ampliación de este mercado emergente”*.

Sin embargo, los riesgos para el mantenimiento de la competencia derivados de la presente operación no se refieren tanto a la existencia de una posición dominante colectiva, sino a la creación o reforzamiento de una posición dominante individual de la entidad fusionada que pudiera obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva.

En el ámbito de la generación, la operación objeto del presente informe contempla la ejecución de un plan de cesión de activos correspondientes a la potencia instalada de la empresa adquirida, con lo que las empresas pretenden

mitigar el efecto inicial de creación o reforzamiento de una posición dominante individual en el mercado de generación de electricidad, si bien cabe resaltar que no se presenta un plan detallado de activos, que permita a esta Comisión evaluar adecuadamente la operación.

No obstante, habrá de evitarse que la operación pueda resultar en un reforzamiento de la posición dominante individual de la empresa resultante de la concentración, aun después de haberse llevado a cabo las desinversiones correspondientes a la potencia instalada de la menor de las empresas fusionadas, al aumentar la diferencia de tamaño relativo entre dicha empresa y el resto de competidores, rompiéndose en tal medida el equilibrio competitivo y la situación de competencia efectiva.

Diferentes estudios económicos, y así se ha evidenciado en el curso del trámite de audiencias, señalan que dadas las características de las reglas que rigen la competencia en el mercado spot de la generación eléctrica, la existencia de una empresa dominante de tamaño claramente superior al de sus competidores puede dar lugar a un equilibrio en el que ésta fije en todos los períodos un precio de monopolio de acuerdo con su demanda residual, explotando de esta forma su carácter pivotal. La existencia de al menos otra empresa en el mercado con un tamaño comparable al de la mayor empresa reduce esta posibilidad al dar lugar a múltiples equilibrios. En cada uno de estos equilibrios una empresa distinta obtiene los mayores beneficios del mercado por lo que las empresas no tienen intereses comunes sobre la determinación del equilibrio. Esto minimiza el poder de mercado colectivo y garantiza una mayor competencia. Este razonamiento indica que la diferencia de tamaño entre la primera y la segunda empresa debe ser suficientemente pequeña para asegurar que se produzca multiplicidad de equilibrios. En otro caso tendremos un equilibrio del tipo “empresa dominante” en el que los restantes productores se convierten en precio-aceptantes y la empresa dominante actúa como un monopolista con su demanda residual. Lo que sirve para comprobar que es discutible y merece un estudio más profundo, que manteniendo como restricción el tamaño de la empresa mayor de las dos

fusionadas y desinvirtiendo el resto, se mantiene el mismo nivel de competencia que el existente con anterioridad a la fusión.

Por lo demás, la operación de concentración supone, en el ámbito del transporte, distribución y comercialización (en los que las medidas propuestas por las partes son de menor alcance que las propuestas en relación con la generación), la creación o reforzamiento de la posición dominante individual de la empresa resultante, pues en tales mercados seguiría disponiendo de unas cuotas muy elevadas.

*El Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz considera que las posibles permutas que se pudieran establecer con otros agentes con posición de dominio en otros países pudieran devenir en una política de no agresión en cada uno de los sistemas eléctricos, pudiendo reforzarse, por tanto, la posición de dominio en los mercados por parte de las empresas correspondientes, restando por ello competitividad a los sistemas eléctricos.*

*Este Consejero considera que la práctica de este mecanismo de enajenación debe prohibirse para evitar prácticas restrictivas a la competencia.*

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

La fase de concreción en la que se encuentra la operación antes señalada no permite realizar en este momento un análisis de las cuotas e índices de concentración que surgirían con posterioridad a la finalización del plan de cesión de activos.

Si bien no es posible concretar las cifras exactas posteriores a la operación, en el presente informe sí se han realizado cálculos de la situación actual, con objeto de poder comparar en su momento el impacto de las medidas de desinversión que se lleven a cabo y aportar señales regulatorias a los interesados. Por ello se ha considerado necesario que se explicita la forma en que se van a calcular los citados índices, y lo que éstos representan. El anexo III incorpora la justificación del interés de calcular estos índices - cuota individual, cuotas de los dos (C2) y tres (C3) primeros operadores, y el índice de Herfindhal-Hirschman (HHI) - así como la forma en que los mismos se calculan.

En dicho anexo se recuerda que el análisis de una operación, no sólo deberá contemplar la “foto fija” que representa la estructura a través de las cuotas, sino también la existencia de barreras de entrada y/o de salida. En ese sentido, unas cuotas relativamente elevadas no serían un problema importante si se estuviese en un sistema muy dinámico, con facilidad de entrada a los nuevos agentes y sin que los costes hundidos representasen una barrera de salida relevante, ya que dicha accesibilidad hace que las cuotas en un momento dado sean anecdóticas.

Pero esta Comisión considera que, en la actualidad, no se dan las condiciones como para considerar que el sector eléctrico tiene suficientemente bajas estas barreras, debiéndose, por lo tanto, prestar una atención especial a la citada “foto fija” de la estructura del sistema. Por ello, además, debe seguirse insistiendo,

como se ha señalado en otros apartados, en que la Administración debe con sus actuaciones favorecer la eliminación de aquellas barreras de entrada que tienen un eminente carácter administrativo o regulatorio.



## **9. VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE FUSIÓN 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 suministro eléctrico, y del impacto que la operación puede tener en la concentración horizontal en el sector eléctrico.

Dado que la valoración que se hace en este informe sobre la operación, no se centra en evaluar un plan concreto de desinversión de activos, las cuotas e índices de concentración que se calculan, únicamente pretenden obtener información sobre el grado de participación actual de la empresa resultante, previo al plan de desinversión, en los diferentes segmentos que conforman el mercado de producción de energía eléctrica, ya que esta variable determinará en gran medida el monto de desinversión exigible. En futuros informes que deberá realizar esta Comisión si este expediente es aprobado por el Consejo de Ministros, cuando se conozcan más datos totalmente necesarios de la propuesta del plan de desinversión de activos, se completará el análisis sobre la evolución de las cuotas de los agentes y los índices de concentración.

### **9.1. ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN**

En este apartado se analiza el incremento de la concentración individual y sectorial que supone la operación de fusión, previo al plan de desinversión de activos, en relación con las unidades de producción instaladas y su participación en los diferentes segmentos que configuran el mercado de producción.

En función de la actividad y del segmento del mercado de producción que se considere, se presenta un análisis más o menos detallado de cómo participan a nivel individual los medios de producción de ambas compañías, con el objetivo de determinar, en su caso, las centrales de generación que puedan llegar a tener un protagonismo especial en cualquier segmento del mercado.

Respecto a los medios de producción que se han tenido en cuenta para analizar los problemas de concentración en el mercado, en comparación con el informe que hizo esta Comisión sobre la operación de adquisición de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico, se han considerado las modificaciones que introduce el Real Decreto-Ley 6/2000, con respecto a la participación de las instalaciones del régimen especial en el mercado de producción. No obstante, se considera que esta modificación es poco significativa ya que, si bien el RD-Ley 6/2000, obliga a determinadas unidades de producción a realizar ofertas al mercado de producción en su parte organizada, estableciendo las mismas condiciones que para las unidades de producción del régimen ordinario, en la práctica significa que solamente 447 MW de potencia instalada (los correspondientes a las centrales con potencia instalada superior a 50 MW) se verían afectados por esta obligación, del total de los 7.118 MW de potencia instalada, que a fecha de 31 de diciembre de 1999, pertenecen al régimen especial. Dado que en esos 447 MW existen 26 MW que pertenecen a Iberdrola, en las cifras de la capacidad de potencia instalada de esta empresa, se ha incluido dicha cantidad, quedando en la cifra total correspondiente al régimen especial, a nivel global, los 421 MW restantes.

En cualquier caso, 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.

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. Se profundiza en el análisis

del nivel de envejecimiento de las centrales de las dos empresas que participan en la operación de fusión y en la comparación de las potencias hidráulicas efectivas de cada unidad de gestión hidráulica. También se dedica un apartado especial a la descripción del estado actual de las centrales compartidas. En un segundo epígrafe de este apartado se analiza la participación de los agentes en los diferentes segmentos que constituyen el mercado de producción de energía eléctrica. Se estudian asimismo aspectos relevantes relacionados con la distribución por tecnologías del equipo y de la producción y los planes de expansión.

### **9.1.1 Capacidad instalada**

#### **9.1.1.1 Datos generales por empresa y tecnologías**

La capacidad total instalada en el sistema peninsular español supera, a finales de 1999, los 50 GW. De esta cantidad, 7.118 MW se corresponden al régimen especial y 447 MW de estos se corresponden con la potencia instalada que está obligada a realizar ofertas en el mercado de producción de energía eléctrica. En el anexo IV de este informe se incluye la relación de las centrales, con sus potencias instaladas, que se han tenido en cuenta en el análisis que se realiza en este informe.

Es importante destacar que en el proceso de obtención de información por parte de la CNE para la realización de este informe, los datos sobre las potencias instaladas de las centrales tienen algunas diferencias según sea la fuente de datos que se considere. Los datos base que se han considerado a lo largo de este informe son los del Registro de unidades de producción del Ministerio de Economía. Sobre la base de esta información, la CNE ha ido completando algunos de los datos que faltaban, a partir de la información aportada por las diferentes empresas.

También es importante resaltar, que para el cálculo de la capacidad instalada de cada agente, y con motivo de analizar las cuotas de potencias instaladas

atendiendo a la capacidad efectiva de las unidades de producción, no se han tenido en cuenta aquellas centrales que han sido declaradas por las propias empresas como no operativas y a las cuales esta Comisión inspeccionará en breve, a solicitud del Ministerio de Economía del pasado día 13 de noviembre de 2000. La potencia instalada de estas centrales es aproximadamente de 800 MW. En el anexo IV se detallan las centrales que por este motivo no se han considerado.

**Distribución de la capacidad instalada por empresa y tecnología**  
**Unidades participantes en el mercado de producción. Sistema peninsular español**  
**1999. Porcentajes de cada agente en cada tecnología**

	Hidráulica Bombeo	Hidráulica	Térmica Carbón	Térmica Fuél-gas	Nuclear	Total MW	Total %
Endesa	35,54%	36,54%	57,75%	40,34%	46,40%	19.379	42,44%
Iberdrola	57,63%	47,51%	10,60%	41,20%	41,84%	16.035	35,12%
UEF	4,17%	12,73%	17,87%	10,03%	9,61%	5.262	11,52%
HC	2,67%	2,38%	13,79%	0,00%	2,14%	2.161	4,73%
Elcogás	0,00%	0,00%	0,00%	4,29%	0,00%	335	0,73%
Intercambio Francia						1.100	2,41%
Intercambio Portugal						970	2,12%
Régimen especial (Otros)		0,85%		4,14%		421	0,92%
<b>Total MW</b>	<b>4.991</b>	<b>11.559</b>	<b>11.512</b>	<b>7.810</b>	<b>7.721</b>	<b>45.663</b>	<b>100%</b>

Fuente: Ministerio de Economía y REE; análisis CNE

Nota1: en el caso de centrales compartidas se ha considerado para cada empresa la potencia conforme a su % de participación, excepto en el caso de ELCOGAS que figura como agente independiente

Nota2: Se ha tenido en cuenta en la Potencia de Iberdrola Térmica Fuel-Gas los 26 MW de una instalación de régimen especial que posee y que comparte con otro agente.

Nota3: Los porcentajes de Régimen Especial (Otros) están calculados sobre el total de potencia instalada de régimen especial mayor de 50 MW

**Distribución de la capacidad instalada por empresa y tecnología**  
**Unidades participantes en el mercado de producción. Sistema peninsular español**  
**1999. Porcentajes por tecnología sobre el total de la capacidad de la empresa**

	Hidráulica Bombeo	Hidráulica	Térmica Carbón	Térmica Fuél-gas	Nuclear	Total MW
Endesa	9,15%	21,79%	34,31%	16,26%	18,49%	19.379
Iberdrola	17,94%	34,24%	7,61%	20,07%	20,15%	16.035
UEF	3,95%	27,96%	39,09%	14,89%	14,11%	5.262
HC	6,15%	12,74%	73,46%	0,00%	7,64%	2.161
Elcogás	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	335
Intercambio Francia						1.100
Intercambio Portugal						970
Régimen especial (Otros)		23,28%		76,72%		421

Fuente: Ministerio de Economía y REE; análisis CNE

Nota1: en el caso de centrales compartidas se ha considerado para cada empresa la potencia conforme a su % de participación, excepto en el caso de ELCOGAS que figura como agente independiente

Nota2: Se ha tenido en cuenta en la Potencia de Iberdrola Térmica Fuel-Gas los 26 MW de una instalación de régimen especial que posee y que comparte con otro agente.

Nota3: Los porcentajes de Régimen Especial (Otros) están calculados sobre el total de potencia instalada de régimen especial mayor de 50 MW

Como se puede comprobar en el cuadro anterior, la suma de las cuotas de la generación instalada de ENDESA e IBERDROLA alcanza el 77.56% a partir de un 42.44% de la primera y un 35.12% de la segunda.

Aunque como se ha puesto de manifiesto anteriormente, no es objetivo fundamental de este análisis la evaluación de cómo se alteran con la fusión los índices de concentración, al desconocerse el detalle del plan de desinversión de activos previsto, aún así se presentan unos resultados simples de cómo evoluciona el índice HHI con la operación, previo al plan de desinversiones. Dicho índice, que se define en anteriores apartados como indicador de concentración, pasa de 3201 a 6182 (ver cuadro siguiente). Teniendo en cuenta que determinados reguladores norteamericanos suelen considerar el rango 1800 y las modificaciones de dicho índice superiores a 50 puntos, como indicadores de un grado de concentración a partir del que podrían esperarse problemas de competencia, la operación previa al plan de desinversiones modifica sustancialmente la situación actual, como es evidente. También resulta evidente que el índice HHI, una vez se concrete el plan de desinversiones, debe disminuir sensiblemente respecto al resultante de la situación actual.

### **Indicadores de concentración en la capacidad instalada Antes de la desinversión. Datos 1999**

	<b>Antes de la fusión</b>	<b>Fusión sin desinversión</b>
<b>Índice</b>	3201	6182
<b>Cuota de 2 primeras</b>	77,55%	89,08%
<b>Cuota de 3 primeras</b>	89,08%	93,81%

Fuente Datos Ministerio de Economía: Análisis CNE

En cuanto a la distribución por tecnologías, más del 85% de las tecnologías hidráulica, de bombeo, de fuel-gas y nuclear estarían en manos del nuevo grupo. No obstante, según la notificación realizada por Endesa e Iberdola se

propone que la estructura del parque de generación que mantendría la entidad resultante de la fusión, sería aproximadamente de 20.300 MW, con un *mix* de generación que tendría de referencia la composición integrada de la cartera de activos de generación de ambas entidades notificantes: 40-45% hidráulico, 35-40% térmico, 20-25% nuclear. Como puede observarse, existe una discrepancia del dato de la potencia instalada actual de ENDESA entre lo notificado a la CNE y los datos considerados por ésta (19.379 MW), incluso si se tuviese en cuenta en esta última cifra la capacidad de las instalaciones consideradas como no operativas.

#### **9.1.1.2 Datos sobre el grado de envejecimiento de las centrales.**

En este apartado se pretende profundizar en los datos de la capacidad instalada de las dos empresas objeto de la fusión, desde el punto de vista del grado de envejecimiento del parque de generación.

Se considera que, además del estudio de cuotas de capacidad instalada por tecnologías, el análisis del grado de envejecimiento de las centrales es un aspecto fundamental a la hora de valorar el plan de desinversiones de activos que resulte del proceso de fusión.

En la siguiente tabla se representan, para las dos empresas, los porcentajes de la capacidad instalada total de cada una de las tecnologías, divididos en tres segmentos de grado de antigüedad de las centrales, según el año de construcción. También se añade la información agregada del conjunto de las centrales de producción consideradas en el análisis.

**Centrales de Régimen Ordinario construidas hace más de 25 años (anteriores a 1975). Datos Potencia en MW**

	HIDRAULICA		Total Hidráulica	TERMICA CLASICA			Total Térmica	NUCLEAR	Total general
	Bombeo	Resto		Carbón Nacional	Carbón Importado	Fuel/Gas			
Endesa	407	3.614	4.021	1.153	0	2.631	3.784	233	8.038
Iberdrola	1.169	3.850	5.019	303	217	3.191	3.711	233	8.963
<b>Total</b>	<b>1.576</b>	<b>7.464</b>	<b>9.040</b>	<b>1.456</b>	<b>217</b>	<b>5.822</b>	<b>7.495</b>	<b>466</b>	<b>17.001</b>

**Centrales de Régimen Ordinario construidas hace menos de 25 años pero más de 15 años (posteriores a 1975 y anteriores a 1985). Datos Potencia en MW**

	HIDRAULICA		Total Hidráulica	TERMICA CLASICA			Total Térmica	NUCLEAR	Total general
	Bombeo	Resto		Carbón Nacional	Carbón Importado	Fuel/Gas			
Endesa	699	188	887	3.704	562	520	4.786	1.712	7.385
Iberdrola	509	698	1.207	700	0	0	700	1.001	2.908
<b>Total</b>	<b>1.208</b>	<b>886</b>	<b>2.094</b>	<b>4.404</b>	<b>562</b>	<b>520</b>	<b>5.486</b>	<b>2.713</b>	<b>10.293</b>

**Centrales de Régimen Ordinario construidas hace menos de 15 años (posteriores a 1985). Datos Potencia en MW**

	HIDRAULICA		Total Hidráulica	TERMICA CLASICA			Total Térmica	NUCLEAR	Total general
	Bombeo	Resto		Carbón Nacional	Carbón Importado	Fuel/Gas			
Endesa	667	421	1.089	80	1.149	0	1.229	1.637	3.955
Iberdrola	1.198	943	2.142	0	0	26	26	1.996	4.165
<b>Total</b>	<b>1.866</b>	<b>1.365</b>	<b>3.230</b>	<b>80</b>	<b>1.149</b>	<b>26</b>	<b>1.256</b>	<b>3.634</b>	<b>8.120</b>

Fuente: Ministerio de Economía; análisis CNE

Nota1: en el caso de centrales compartidas se ha considerado para cada empresa la potencia conforme a su % de participación

Resumiendo los tres cuadros anteriores y calculando las cuotas de potencia en cada uno de los tres tramos seleccionados, se obtendría lo siguiente:

	mas de 25 años %	menos de 25 y mas de 15 años %	menos de 15 años %	TOTAL
Endesa	41,5 %	38,1 %	20,4 %	19.379
Iberdrola	55,9 %	18,1 %	26,0 %	16.035
<b>Total</b>	<b>48,0 %</b>	<b>29,1 %</b>	<b>22,9 %</b>	<b>35.414</b>

Como se observa en este último cuadro el 56% de la potencia de Iberdrola tiene más de 25 años, sin embargo en el caso de Endesa solo es el 41%.

### 9.1.1.3 Datos sobre la capacidad efectiva de las centrales hidráulicas

En este apartado se hace un análisis comparativo de lo que se ha denominado capacidad efectiva de las centrales hidráulicas. Se pretende con ello hacer una comparación un poco más profunda de las unidades de gestión hidráulica pertenecientes a ENDESA e IBERDROLA, valorando no sólo la potencia instalada de las centrales hidráulicas, sino introduciendo también de

alguna manera un índice que evalúe el grado de utilización de cada unidad de gestión hidráulica para diferentes escenarios de hidraulicidad.

Se considera que este aspecto es importante a la hora de evaluar el plan de desinversiones, si es que de los resultados que se obtengan, se llegara a apreciar que para dos unidades de gestión hidráulicas que puedan ser muy similares en cuanto a capacidad instalada, a la hora de comparar la utilización de las instalaciones, se obtuvieran datos muy dispares. Ello significaría que al valorar el plan de desinversiones, no se debería comparar en igualdad de condiciones dos centrales hidráulicas que, aún teniendo la misma capacidad instalada, tuvieran diferente grado de utilización de acuerdo a los datos históricos correspondientes a diferentes situaciones representativas de los niveles de hidraulicidad.

En la siguiente tabla se hace una sencilla comparación de la utilización de las unidades de gestión hidráulica agrupadas por cuencas, para las que, además de considerar los datos de potencia instalada, se consideran los porcentajes, con respecto al total de la potencia instalada, de las potencias medias anuales calculadas para escenarios de hidraulicidad diferentes, e incluso ocurridos en periodos que estaban sometidos a diferente marco regulatorio. Así, en los años 1992 y 1996 la gestión de las centrales hidráulicas estaba sometida al régimen de explotación unificada y las cuotas de producción de la energía hidráulica con respecto al total producido fueron del 13,2% y 25,4% respectivamente. En los años 1998 y 1999, con el nuevo marco regulatorio, dichas cuotas de la producción hidráulica fueron del 21,4% y 14,6%, respectivamente.



CUENCA	POTENCIA INSTALADA	Potencia equivalente en %			
		1992	1996	1998	1999
Cataluña	2 63	28	29	16	13
Duero	3 407	9	35	31	16
Ebro	3 353	23	28	25	23
Guadalquivir	5 15	4	10	17	13
Guadiana	230	3	7	13	11
Jucar	1 318	13	7	12	8
Norte	3 930	17	30	28	24
Segura	41	20	32	32	19
Sur	439	6	10	9	7
Tajo	2 637	4	23	19	7

Fuente: Datos REE. Cálculo CNE

Se puede observar que para los distintos escenarios de hidraulicidad, e incluso de modelo regulatorio, la utilización efectiva de cada una de las cuencas presenta diferentes resultados. Así, por ejemplo, en el caso de la cuenca Ebro el grado de utilización medio es más estable, variando entre el 23% y el 28%, mientras que otras como Tajo varían entre un 4% y un 23%.

Con relación a las centrales de bombeo, las empresas notificantes han considerado en sus escritos las mismas integradas conjuntamente con la producción hidráulica convencional

Sin embargo, los activos de bombeo deberían ser parte del plan de desinversión de activos, como una tecnología independiente de la hidráulica, dada su importancia para la seguridad del sistema y su carácter estratégico como activo de producción que, al mismo tiempo, puede modificar la curva de demanda con la que se enfrentan los propios productores. Esta última capacidad estratégica, ya de por sí muy importante en el proceso de fijación de precios, se acrecienta en los procesos de operación del sistema, ya que esta instalación puede llegar a provocar aumentos de demanda (cuando la instalación bombea) que provoquen restricciones en la operación, y que sean solucionados por la propia instalación que oferta dejar de bombear y pasar a producir. En ese sentido, ninguna empresa debería disponer de una

concentración excesiva de potencia instalada en bombeo como resultado del plan de desinversión de activos.

#### 9.1.1.4 Datos sobre las centrales compartidas

En la siguiente tabla se presenta la información sobre la situación actual de las centrales eléctricas cuya propiedad está compartida por dos o más empresas eléctricas que operan en el mercado de producción de energía eléctrica en España.

	END	IB	UEF	HC	Otros	TOTAL	END+IB
ASCÓ 2	85%	15%				100%	100%
VANDELLÓS 2	72%	28%				100%	100%
ALMARAZ 1	36,02%	52,69%	11,29%			100%	88,71%
ALMARAZ 2	36,02%	52,69%	11,29%			100%	88,71%
STA. M <sup>a</sup> GAROÑA	50%	50%				100%	100%
TRILLO	1%	49%	34,5%	15,5%		100%	50%
ANLLARES	33,33%		66,67%			100%	33,33%
ACECA 1		50%	50%			100%	50%
ACECA 2		50%	50%			100%	50%
ELCOGÁS	37,93%	11,10%		4%	46,97%	100%	49,03%
SALIME	50%			50%		100%	50%

Fuente datos Ministerio de Economía

En resumen, se pueden hacer las siguientes valoraciones:

**ASCO 2, VANDELLÓS 2 Y STA MARÍA DE GAROÑA:** El 100% de las participaciones pasaría a manos del nuevo grupo Endesa Iberdrola.

**ALMARAZ 1 y 2:** la suma de las participaciones de Endesa e Iberdrola daría como resultado el 88.71% y el otro 11% de Unión Fenosa.

**TRILLO:** La suma de las participaciones de Endesa e Iberdrola componen exactamente el 50%, frente al 35% de Unión Fenosa y el 15% de Hidrocantábrico. Dado que Endesa sólo poseía antes de la posible fusión el 1%, el panorama no cambia significativamente.

**ANLLARES:** se mantendría como en la actualidad, con una participación del 70% por Unión Fenosa y el 30% por Endesa Iberdrola.

**ACECA 1 Y 2:** Se mantendría la situación actual, es decir se repartiría el 50% Unión Fenosa y el otro 50% el grupo Endesa Iberdrola.

**ELCOGÁS:** La suma de las participaciones de Iberdrola y Endesa sería del 49,03%, manteniendo Hidrocantábrico el 4% y un conjunto de otros 7 agentes (EDF Internacional, EDP, Enel Spa, National Power International Holdings B.V., Babcock Wilcox Española, S.A., Siemens Power Ventures GmbH y Krupp Uhde GmbH) el restante 46,97 %.

**SALIME:** Se mantendría la situación actual, es decir se repartiría el 50% Hidrocantábrico y el otro 50% el grupo Endesa Iberdrola.

Sobre la existencia de centrales compartidas en el mercado de producción de energía eléctrica, cabe realizar los mismos comentarios que se formularon en el informe de la OPA de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico. Se considera que 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 casi tres años de funcionamiento del mercado, tienen una incidencia significativa en el nivel de precios del mismo. Esta Comisión considera que se deberían adoptar medidas que permitan eliminar la política de que los agentes competidores compartan activos en un mercado competitivo. Las características de la operación de fusión objeto de este análisis, entre las que destaca un importante proceso de desinversión de activos de la empresa resultante, en el caso de que fuera autorizada, sería una buena oportunidad para alcanzar el objetivo de que dos o más competidores en el mercado no compartan instalaciones de producción.

### **9.1.1.5 Datos sobre los proyectos de nueva generación**

En los últimos meses y desde la aprobación de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, se han presentado ante las diferentes Administraciones, por parte de las empresas eléctricas existentes y nuevas una gran cantidad de solicitudes para instalar nuevas centrales de ciclo combinado en nuestro país.

La tendencia de las empresas eléctricas a generar electricidad por medio de ciclos combinados, ha estado motivada fundamentalmente por su alto rendimiento, la baja inversión específica, el menor tiempo de construcción (en torno a 24-28 meses para un grupo de 400 MW), la menor necesidad de personal con respecto a las tecnologías basadas en carbón y los bajos índices de emisión, todo ello unido a la liberalización del mercado de gas natural, combustible utilizado por esta tecnología y que representa el 70% del coste del kWh.

En el siguiente cuadro se detalla la situación administrativa de las solicitudes de autorización de las futuras centrales de ciclo combinado presentadas al Ministerio de Economía, tomando como base la información suministrada a la Comisión Nacional de Energía por el propio Ministerio, Red Eléctrica de España, S.A. y los promotores.

CENTRAL	LOCALIZACIÓN	PROPIETARIO	Nº GRUPOS	POTENCIA (MW)	SITUACIÓN ADMINISTRATIVA
Arcos de la Frontera	Cádiz	Abengoa y PSEG Europe	1	400	Fin de información pública
El Fangal (Escombreras)	Murcia	AES Energía, SRL	3	1.200	Informada por la CNE
Puerto de Bilbao	Vizcaya	Bahía de Bizkaia Electricidad SL	2	800	Fin de información pública
Amorebieta	Vizcaya	Bizkaia Energía (ESB)	2	750	Fin de información pública
Valle Tamón	Asturias	Conoco	1	175	Fin de información pública
Menuza	Zaragoza	Edison Mission Energy	1	400	Trámite de información pública
Arcos de la Frontera	Cádiz	Enron Europe Limited	3	1.200	Aprobada autorización construcción
Mora la Nueva	Tarragona	Enron Europe Limited	4	1.600	Trámite de información pública
Castelnou	Teruel	Entergy	2	800	Fin de información pública
Morata de Tajuña	Madrid	Entergy	3	1.200	Trámite de información pública
San Roque	Cádiz	Gas Natural	2	800	Aprobada autorización construcción
Tarragona	Tarragona	Grupo Endesa	1	420	Trámite información pública*
S. Adriá de Besós	Barcelona	Grupo Endesa	2	780	Fin de información pública
Guadaira	Sevilla	Grupo Endesa	1	390	Fin de información pública
Cádiz	Cádiz	Grupo Endesa	1	390	Fin de información pública
Guadarranque	Cádiz	Grupo Endesa	3	1.170	Suspendida
Málaga	Málaga	Grupo Endesa	1	390	Suspendida
Polanco (Torrelavega)	Cantabria	Grupo Endesa	1	420	Suspendida
Cristobal Colón	Huelva	Grupo Endesa	1	420	Suspendida
Puentes de Gacía Rguez	La Coruña	Grupo Endesa	2	800	Suspendida
Castejón	Navarra	Hidrocantábrico	1	400	Aprobada autorización construcción
Castejón	Navarra	Iberdrola	1	400	Aprobada autorización construcción
Santurce	Vizcaya	Iberdrola	1	400	Fin de información pública
Castellón	Castellón	Iberdrola	2	800	Aprobada autorización construcción
Escombreras	Murcia	Iberdrola	2	800	Fin de información pública
Tarragona	Tarragona	Iberdrola-RWE	1	400	Trámite de información pública*
Aceca	Toledo	Iberdrola-Unión Fenosa	2	800	Suspendida IB
Somorostro	Vizcaya	Petronor-Iberdrola	3	800	Fin de información pública
Arcos de la Frontera	Cádiz	Unión Fenosa	2	1.200	Fin de información pública
Palos de la Frontera	Huelva	Unión Fenosa	2	800	Trámite de información pública
Sabón	La Coruña	Unión Fenosa	2	800	Trámite de información pública
Osera del Ebro	Zaragoza	Unión Fenosa	2	800	Trámite de información pública
Refinería de Gibraltar-S Roque	Cádiz	Nueva Generación Sur (Cepsa-UF)	2	730	Fin de información pública
Catadau	Valencia	Intergen	3	1.200	Trámite de información pública
Escombreras	Murcia	OGDEN	1	400	Fin de información pública
Escombreras	Murcia	Repsol-BP	3	1.200	Trámite de información pública
<b>TOTAL</b>				<b>26.435</b>	

FUENTE: Ministerio, REE, Empresas y CNE \*Solicitada por la empresa la continuación del trámite, informada por la CNE y aprobada por la DGPEYM con condiciones

Tal como se ha mencionado en capítulos anteriores, el artículo 16 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios, establece una limitación al incremento de nueva potencia instalada a los grupos eléctricos que ostentan una cuota significativa (Endesa e Iberdrola), con el objetivo de evitar un aumento de la capacidad de los grandes agentes y posibilitar en el medio y largo plazo una disminución de la cuota de los mismos.

A continuación se enumeran las centrales de ciclo combinado que Endesa, S.A. e Iberdrola tienen previsto construir en los próximos años, especificando la situación administrativa por aplicación del citado Real Decreto-Ley, en base a la comunicación de la Dirección General de Política Energética y Minas de 10 de julio de 2000.

### **SITUACIÓN ADMINISTRATIVA DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO DE ENDESA, S.A. E IBERDROLA**

	<b>ENDESA, S.A.</b>	<b>IBERDROLA</b>
<b>Finalizado el trámite de información pública</b>	Besós (780 MW) – Abril 2002 Cádiz (390 MW) – Diciembre 2005 Guadaira (390 MW) – septiembre 2004	Castejón (400 MW) – Mayo 2003 Castellón (800 MW) – Mayo 2002 Santurce (400 MW) – 2005 Bahía de Vizcaya (800 MW, 25% IB) – Febrero 2003 Escombreras (800 MW) – 2004
<b>Autorizada a continuar trámite</b>	Tarragona* (420 MW) - 2003	Tarragona* (400 MW, 50% IB) - 2003
<b>TOTAL Potencia equivalente autorizada construcción o continuar trámite</b>	<b>1.980</b>	<b>2.800</b>
<b>Proyectos cuya tramitación queda suspendida</b>	Málaga (390 MW) Guadarranque (1.170 MW) Torrelavega (420 MW) Colón (420 MW) Puentes (800 MW)	Aceca (800 MW, 50% IB)

\*Solicitada por la empresa la continuación del trámite, informada por la CNE y aprobada por la DGPEYM con condiciones

A aquellas centrales que han finalizado el trámite de información pública se les permite proseguir su proceso de autorización, ya que dicho proceso puede haber desencadenado determinadas actuaciones que pudiesen implicar compromisos con un mayor grado de firmeza y garantía jurídica que aquellas que no hubiesen finalizado dicho trámite. En esta situación se encuentran 4.160 MW de los agentes de mayor cuota en el mercado (1.560 MW de Endesa y 2.600 MW de Iberdrola).

Respecto a las centrales cuya tramitación queda suspendida, conviene señalar que el segundo párrafo del artículo 16.2 del Real Decreto-Ley, permite proseguir su tramitación a aquellas centrales que no hubiesen finalizado el trámite de información pública en la fecha de publicación del Real Decreto-Ley. En este sentido, se han autorizado dos proyectos para continuar el trámite de construir sendas centrales en Tarragona de Endesa e Iberdrola, de 420 MW y 400 MW respectivamente, sujetas a la condición de que si la fiabilidad que exista en el momento de su puesta en funcionamiento es superior a 1.1, las respectivas empresas deberían proceder a la enajenación de la potencia equivalente.

En la notificación de la operación, las empresas indican que mantendrán los proyectos correspondientes a la capacidad autorizada a IBERDROLA (es decir 2600 MW) a los que, seguramente querrán añadir los 400 MW de Tarragona, cuya Resolución de autorización de proseguir el trámite, en el marco del artículo 16.2 del RD Ley 6/2000, se aprobó con posterioridad a la notificación de la operación de fusión a la CNE.

#### **9.1.1.6 Datos sobre las centrales térmicas de carbón**

Las peculiaridades de composición y medioambientales de los carbones autóctonos empleados en las centrales térmicas de las empresas en proyecto de fusión y la ubicación de las centrales que los utilizan, hace que se deban analizar caso a caso la equivalencia entre las centrales que en su caso se propongan en la desinversión asociada a este proceso.

##### **9.1.1.6.1 La actividad minera de la empresa en proyecto de fusión y los contratos de suministro de carbón autóctono**

La proyectada fusión entre Endesa e Iberdrola, junto al plan de desinversiones asociado, puede suponer, no sólo una reordenación del sector eléctrico de nuestro país con efectos tangibles sobre los consumidores eléctricos, sino también puede constituir una reordenación del sector del carbón termoeléctrico de origen autóctono, ya que se produce una reasignación de la demanda y de la oferta. El intercambio de centrales de carbón modificaría la demanda actual, y el posible traspaso o modificación de la actual actividad minera de Endesa, modificaría la oferta.

Endesa Generación SA viene desarrollando una importante actividad minera referida a la explotación de carbón autóctono que suministra a determinadas centrales de su propiedad. Este hecho debería ser tenido en cuenta a la hora de analizar las desinversiones concretas que se propongan, bajo la premisa de no alterar negativamente la competencia en los mercados eléctrico y de carbón autóctono.



**INFORMACIÓN SOBRE ACTIVIDAD MINERA DE ENDESA, S.A.**

<b>Empresa/Filial</b>	<b>Localización</b>	<b>Tipo de carbón</b>	<b>Producción año 2000</b>	<b>Central térmica de destino</b>
Endesa Generación, S.A.	Puentes García Rguez (La Coruña)	Lignito pardo	5 916 kt 10 596 Mth PCI	C.T. Puentes
	Andorra (Teruel)	Lignito negro	1 000 kt 2 869 Mth PCI	C.T. Teruel
Empresa Carbonífera del Sur ENCASUR, S.A.  (100% Endesa Generación, S.A.)	Puertollano (Ciudad Real)	Hulla	470 kt 2 005 Mth PCI	C.T. Puertollano
			335 kt 1 111 Mth PCI	C.T. GICC Elcogas
	Peñarroya (Córdoba)	Hulla y Antracita	676 kt 2 695 Mth PCI	C.T. Puente Nuevo
Minas y Ferrocarril de Utrillas, S.A. (100% Endesa Generación, S.A.)	Utrillas-Escucha (Teruel)	Lignito negro	134 kt	C.T. Escucha
			498 Mth PCI	
TOTAL			8 531 kt 19 774 Mth PCI	

Por otra parte, las empresas en proyecto de fusión poseen contratos de suministro al amparo del Plan de Fomento de la Minería del carbón 1998-2005. El proceso de concentración primero, y de desinversión de centrales después, no debería alterar el cumplimiento del mencionado Plan. A continuación se enumera el número de contratos vigentes, las cantidades anuales contratadas y las cantidades máximas previstas en el Plan de la Minería.

**CONTRATOS DE SUMINISTRO DE CARBÓN AUTÓCTONO DE END + IBERD.**

CENTRAL TERMICA	Nº DE PROVEEDORES	CUENCA MINERA	CANTIDAD PLAN MIN 2000(kt)	CANTIDAD 2000 (kt)
LADA	1	Central Asturiana	741	741
COMPOSTILLA	21	Bierzo Villablino	3.526	3.146 (*)
GUARDO	5	Guardo/Barruelo/ Norte León	789	859(**)
PUERTOLLANO	1	Puertollano	566	530 (*)
PUENTE NUEVO	4	Peñarrolla	1.124	951 (*)
TERUEL	3	Andorra/Escucha	2.961	2.804 (*)
ESCATRON	4	Mequinenza	194	187 (*)
CERCS	5	Mequinenza/ Catalana	254	246 (*)
ESCUCHA	4	Escucha	326	326 (*)
TOTAL END+IBERD	48		10.481	9.790
TOTAL CARBÓN AUTOCTONO			16.210	

(\*) Declarado para el año 2001

(\*\*) Habría que añadir 29 kt más fuera del marco del Plan de la Minería

**9.1.1.6.2 Las restricciones en el uso del carbón**

Las características peculiares de determinados carbones autóctonos y la distancia a puerto de determinadas centrales se convierten en verdaderas barreras de entrada del carbón de importación como combustible alternativo al autóctono.

Las empresas en proyecto de fusión explotan en la actualidad una serie de centrales diseñadas para el consumo de carbón autóctono propio de la cuenca donde se hallan ubicadas. En ocasiones, la composición elemental de estos carbones autóctonos es tal que hace difícil su

sustitución por carbones de importación, bien por la inexistencia de mercados internacionales de esas características a precios competitivos o bien porque aún existiendo estos mercados, es tan reducido el poder calorífico del carbón de diseño, que resulta poco competitiva la sustitución total.

Asimismo, en unas ocasiones las centrales se encuentran próximas al litoral, lo que facilita la sustitución de carbón autóctono por carbón de importación, en tanto que en otras se sitúan a cientos de kilómetros del mar, haciendo inviable la sustitución del combustible. También se presentan diferencias en los medios de transporte, puesto que en ocasiones se cuenta con ferrocarril.

Por último, por la baja calidad ambiental del carbón autóctono, aparecerán a medio plazo restricciones medioambientales como consecuencia de la entrada en vigor de la futura modificación de la Directiva de limitación de emisiones procedentes de grandes instalaciones de combustión. Estas restricciones aparecerán también en las centrales consumidoras de carbón de importación o de combustibles líquidos y gaseosos, pero en estos casos con mucha menor intensidad.

El Real Decreto 646/1991, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes de grandes instalaciones de combustión, que traspuso la Directiva 88/609/CEE, de 24 de noviembre, dio un tratamiento diferente a las instalaciones existentes en el momento en el que se promulgó la Directiva y a las nuevas. Para las primeras se estableció un nuevo concepto de tope global de emisiones y un calendario de reducción progresiva. Al mismo tiempo se ratificaron los límites individuales de SO<sub>2</sub> y partículas establecidos previamente y central a central con el fin de posibilitar el consumo de los carbones autóctonos de cada cuenca. Para las centrales nuevas se establecieron nuevos límites individuales de

emisión, que para el uso de carbón, de fueloil y gas natural hace necesario en general el uso de sistemas de desulfuración de gases y de medidas primarias para limitar las emisiones de NO<sub>x</sub>. Recientemente, el día 15 de junio de 2000, se ha adoptado el acuerdo político de modificación de la mencionada Directiva, en el sentido de que las instalaciones existentes deban cumplir los límites impuestos a las nuevas a partir del año 2008.

El interés mostrado por las Comunidades Autónomas por la reducción de las emisiones de SO<sub>2</sub> se ha traducido en la utilización de mezclas de combustibles y la instalación en algunas centrales existentes de sistemas de desulfuración, equipamientos que las preparan para los nuevos requerimientos derivados de la modificación de la Directiva.

Desde el punto de vista de la desinversión que se va a llevar a cabo como consecuencia del proceso de fusión, hay que destacar, que en el año 2008 habrá 20 grupos de carbón, de las que ahora pertenecen a Endesa e Iberdrola, que tendrán un máximo de 25-30 años, con posibilidad de realizar un alargamiento de su vida útil y sobre las que en muchos casos será necesario invertir para cumplir con los topes de emisión que ahora se establecen.

#### **9.1.1.6.3 La fusión y la prima al carbón autóctono**

La prima se otorga para incentivar el consumo de carbón autóctono frente a la alternativa teórica de consumir carbón de importación. No debe olvidarse que, en realidad, las empresas mineras de nuestro país compiten con el carbón de importación en el suministro a las centrales térmicas, si bien 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.

Por lo tanto, los incentivos al carbón establecidos o que se establezcan para la centrales objeto de enajenación, se deberían otorgar con independencia de quién sea el nuevo propietario, ya que el objetivo perseguido es el consumo de carbón autóctono en esas centrales durante el periodo transitorio.

#### **9.1.1.7 Emplazamientos Actuales**

En los análisis posteriores que realice esta Comisión, se tendrá en cuenta el valor estratégico de determinados emplazamientos, aunque éstos no dispongan en la actualidad de centrales operativas. Entre otros se tendrán en cuenta los siguientes puntos de vista:

- Impactos medioambientales
- Acceso a diferentes suministros
- Cercanías a puertos
- Cercanías a gasoductos
- Cercanías a infraestructuras ferroviarias
- Posición en la red a efectos de pérdidas y congestiones

La problemática de acceso a emplazamientos ya fue señalada por el Tribunal de Defensa de la Competencia en el apartado 6.3 de su informe sobre la operación de adquisición de UF sobre HC.

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

En este apartado se analizan las cuotas de mercado de los principales agentes generadores en los distintos segmentos del mercado de producción, con objeto de entender las posibles implicaciones sobre el desarrollo de la competencia tras la posible fusión de Endesa e Iberdrola.

Los datos utilizados en este apartado son los correspondientes al funcionamiento del mercado de producción durante 1999. Es importante destacar que durante ese periodo, no hubo ejecución de contratos bilaterales físicos, por lo que no se hace mención expresa a los mismos durante todo este apartado. Durante el año 2000, el uso de este sistema de contratación se ha incrementado, aunque sigue en valores poco significativos respecto de la contratación en el pool (un 0,7% del total en los 10 primeros meses de 2000). Gran parte de esta energía la han gestionado las empresas notificantes.

El análisis de la participación de las empresas en los distintos procesos y mercados se ha realizado teniendo en cuenta los diferentes 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 Iberdrola y Endesa, las cifras que aquí se reseñan se refieren al conjunto de todos los períodos.

Adicionalmente, en el estudio que se hace sobre alguno de los segmentos del mercado, como el mecanismo de gestión de las restricciones técnicas, o los servicios complementarios de regulación, se hace un análisis más detallado a nivel de unidades de producción, para determinar las centrales

que históricamente hayan podido participar con un protagonismo especial en alguno de los procesos. Los resultados de este análisis se consideran de gran interés para la evaluación de un plan detallado de desinversión de activos.

### 9.1.2.1 Análisis de cuotas de mercado

En 1999, la cuota de ventas en el mercado de producción de ENDESA en energía se sitúa en el conjunto de los procesos y mercados en el 47,6% que sumada al 27,1% de IBERDROLA resulta un 74,7%, que es 7,6 puntos inferior a la cuota de capacidad instalada. El análisis, de la posible operación de fusión de ambas empresas, previo al proceso de desinversión de activos, a través del cálculo de los índices de HHI arroja, al igual que en el caso de la capacidad instalada, un resultado bastante concluyente dado que supone un incremento desde 3234 a 5814.

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

	Antes de la fusión	Despues de la Fusión
<b>Índice</b>	3234	5814
<b>Cuota de 2 primeras</b>	74,70%	87,40%
<b>Cuota de 3 primeras</b>	87,40%	94,30%

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, 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%.

Agente Generador	Ventas totales netas de energía		Ingresos por ventas netas totales incluyendo garantía de potencia	
	GWh	Cuota(%)	MPTA	Cuota(%)
G. Endesa	77.142	47,6%	447.518	46,7%
Iberdrola	43.971	27,1%	282.747	29,5%
UEF	20.632	12,7%	121.528	12,7%
HC	11.166	6,9%	59.776	6,2%
Elcogás	1.035	0,7%	5.392	0,6%
Intercambios internacionales	8.324	5%	42.237	4,4%
Régimen especial	0	0,0%	0	0,0%

Fuente datos OMEL.

Ventas totales netas en el mercado de producción

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 por las ventas totales netas, incluyendo la garantía de potencia, 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 se concentraron, en cierto grado, en períodos de energía más barata.

#### 9.1.2.1.1 Mercado Diario

Las ventas al mercado diario replican, básicamente, la situación del conjunto de las ventas. Ello ilustra que los flujos de energía se originan, básicamente, 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	8.144	4,9%	35.873	5%

Fuente datos OMEL. Ventas en el mercado diario, sin incluir garantía de potencia.

En el análisis de los resultados del mercado diario, además de las cuotas de participación de los agentes, es interesante incluir la información del número de veces que cada agente ha resultado ser el que fija el precio marginal horario, al que son retribuidas todas las unidades de producción que son seleccionadas en este mercado. Esta información se considera un indicador interesante para evaluar el grado de competitividad de un mercado marginal y la capacidad que tienen los distintos agentes de influir en los precios a los que se retribuye a los generadores. Se trata de un análisis indicativo del peso del equipo “marginal” en cada uno de los agentes.

No obstante, en nuestro mercado por las características de la regulación del mecanismo de resolución de las restricciones técnicas, la plena relevancia de este tipo de estudios es discutible. Así, 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), generalmente se incorporan o aumentan su producción unidades que no resultaron seleccionadas en la casación del mercado, y las unidades que tienen los tramos “marginales” de las ofertas casadas son retiradas por el proceso de recuadre que se hace para equilibrar dicho aumento de producción. Ello provoca 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.

A continuación se presentan los datos del análisis realizado con información disponible en la CNE sobre fijación de precios marginales en el mercado diario. En una primera tabla se incluyen las cuotas de participación en la venta de energía en el mercado diario para cada uno de los periodos. En la segunda tabla, se proporciona la información del número de horas en que han fijado el precio marginal los distintos agentes.

Agente Generador	Cuota de Venta de energía en el mercado diario por periodo tarifario					
	1	2	3	4	5	6
G. Endesa	47,4%	47,3%	48,4%	48,2%	48,4%	47,6%
Iberdrola	28,1%	27,7%	27,3%	27,2%	27,1%	26,8%
UEF	13,1%	13,0%	13,0%	13,1%	12,9%	12,7%
HC	6,6%	6,7%	6,4%	6,5%	6,4%	6,7%
Elcogás	0,9%	0,90%	0,50%	0,50%	0,50%	0,80%
Intercambios internacionales	3,9%	4,4%	4,4%	4,5%	4,7%	5,4%
Endesa + Iberdrola	75,5%	75,0%	75,7%	75,4%	75,5%	74,40%

Fuente datos OMEL.

Ventas en el mercado diario por periodos

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

Periodo	Nº de horas											
	Endesa	Iberdrola	UEF	HC	Otros	END+IBL	Endesa	Iberdrola	UEF	HC	Otros	END+IBL
1	191	186	61	19	30	377	39%	38%	13%	4%	6%	78%
2	318	306	92	28	67	624	39%	38%	11%	3%	8%	77%
3	278	147	59	7	13	425	55%	29%	12%	1%	3%	84%
4	484	230	100	10	17	714	58%	27%	12%	1%	2%	85%
5	552	329	123	10	27	881	53%	32%	12%	1%	3%	85%
6	2449	1259	447	109	816	3709	48%	25%	9%	2%	16%	73%
<b>Total</b>	<b>4272</b>	<b>2457</b>	<b>881</b>	<b>183</b>	<b>968</b>	<b>6729</b>	<b>49%</b>	<b>28%</b>	<b>10%</b>	<b>2%</b>	<b>11%</b>	<b>77%</b>

Fuente Datos OMEL. Análisis CNE

Nota: los % indican el nº de horas en que las unidades de un agente contribuyen a fijar el precio marginal; dado que diversas unidades de diversos agentes pueden hacerlo simultáneamente y para que los % sumen 100, si en una hora han fijado el marginal i unidades de j agentes se les atribuye para esa hora acada agente 1/j horas. Por lo tanto en realidad los % de participación de cada agente son mayores aún.

Se observa que la participación de Iberdrola, principalmente en los periodos de demanda punta (periodos 1 y 2), es superior a su cuota de participación en el mercado mayorista, mientras que la de Endesa lo es en los periodos de demanda llano y valle (periodos 3, 4 y 5). En el análisis de los datos agregados de la supuesta empresa fusionada de Endesa e Iberdrola, se observa que el grado de participación en la formación del precio marginal, es superior a la cuota de energía vendida en el mercado diario en cinco de los seis periodos, de lo que se deduce la relevancia que tienen ambas empresas en la determinación del precio marginal. El hecho de que esta capacidad de influir en la formación de los precios disminuya en el periodo 6, se justifica por ser las horas del año de menor demanda y por tanto en las que existe mayor exceso de generación y, por ello, mayor competencia.

#### **9.1.2.1.2 Mercado intradiario**

En el mercado intradiario, las ventas de la generación de Iberdrola, en cuota de energía, se sitúan en el 27,6% y las de Endesa en el 42,9%, siendo esta última inferior en un 4,7% a la cuota de participación de Endesa en el conjunto de los procesos. La generación de Iberdrola y Endesa alcanza, en términos agregados un 70,5%. En cuanto a las compras, la generación de Endesa supone un 34,1% de la energía y la de

Iberdrola un 23,2% (inferiores a su participación en otros mercados), lo que conjuntamente ofrece un 67,3%. De estos datos se desprende que ambas empresas (por separado y conjuntamente), aunque de forma más intensa en el caso de Endesa, constituyen vendedoras netas en el mercado intradiario.

Agente	Ventas de energía en el mercado intradiario		Compras de energía en el mercado intradiario	
	Energía (%)	Importe(%)	Energía (%)	Importe(%)
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

### 9.1.2.1.3 Mecanismo de gestión de las restricciones técnicas

Tanto Iberdrola como Endesa participan significativamente en los procedimientos de resolución de restricciones técnicas de la red. Para la resolución de las restricciones técnicas, el operador del sistema determina las unidades de producción que deben aumentar (o reducir) su producción para resolver el problema técnico que aparece en el sistema eléctrico al analizar la viabilidad técnica de la casación económica del mercado. Posteriormente, como proceso de recuadre, se produce una disminución (o aumento) de las energías más próximas al marginal.

En la siguiente tabla se presentan las cuotas de participación de cada agente en la resolución de restricciones durante el año 1999.

Agente Generador	Restricciones. Energía a subir		Restricciones. Energía a bajar	
	GWh (%)	MPTA(%)	GWh(%)	MPTA(%)
G. Endesa	45%	46%	44%	44%
Iberdrola	42%	41%	39%	39%
UEF	13%	13%	8%	9%
HC	0%	0%	1%	1%
Elcogás	0%	0%	0%	0%
Intercambios internacionales	0%	0%	8%	8%

Fuente Datos OMEL

Nota1: Restricciones a subir son las modificaciones de las unidades de producción que incrementan su energía por el mecanismo de resolución de restricciones.

Nota2: Restricciones a bajar son las modificaciones de las unidades de producción que reducen su energía por el mecanismo de resolución de restricciones.

En el proceso de gestión de las restricciones se produce una particularidad en lo que se refiere al mercado geográfico relevante. En el caso del sistema eléctrico español 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 Iberdrola y Endesa, las principales centrales generadoras la zona de levante, la zona centro y la zona catalana, que es donde se producen el 72% de las restricciones técnicas del sistema eléctrico peninsular, pasarían a estar en manos de un único agente, además de mantener también una posición de dominio importante en las zonas norte y centro.

En la siguiente tabla se presentan las zonas del sistema peninsular en las que se producen las restricciones técnicas más importantes, con el total anual de la energía programada por restricciones y la cuota de participación de cada empresa en la resolución de las mismas.

Zona	GWh	END	IB	UEF	HC	Otros	END+IB
Catalana	173	100%					100,00%
Levante	772		100%				100,00%
Sur	796	100%					100,00%
Centro	516	1,27%	49,80%	48,93%			51,07%
Noroeste	145	2,14%	0,52%	97,34%			2,66%
Norte	6	18,98%	46,94%	27,16%	6,92%		65,92%

Fuente datos OMEL. Análisis CNE.

Restricciones por zonas

Como se puede apreciar, la fusión de Endesa e Iberdrola daría lugar a una configuración en la que se agruparía en torno a un único agente, la situación de monopolio que ya tienen cada uno de ellos en los diferentes mercados relevantes zonales. A efectos prácticos, por consiguiente, mientras persista la regulación actual del proceso de gestión de las restricciones que existe en la actualidad, en la que los agentes participan en un mecanismo, gozando de una situación de monopolio efectivo, en el que además se utilizan las mismas ofertas que los agentes envían al mercado diario, a juicio de esta Comisión, los agentes seguirán incentivados a comportarse como en la actualidad.

En este apartado, se quiere profundizar un poco más en el análisis de cómo participa cada una de las unidades de producción de forma individual en la gestión de las restricciones. Como se ha comentado previamente, muchas de las centrales por su ubicación y su singularidad, adquieren un protagonismo especial en este proceso. Por tanto, la información que se presenta en la tabla siguiente, se considera que debe ser utilizada como información relevante a la hora de evaluar el plan de desinversión de los activos que se proponga.

Zona Sur Unidad de producción	Restricciones	
	Subir	
	GWh	%
C.T. ALGECIRAS 2	402	50,59%
C.T. ALGECIRAS 1	130	16,31%
C.T. LOS BARRIOS	54	6,82%
C.T. CRISTOBAL COLON 2	52	6,56%
C.T. CRISTOBAL COLON 3	50	6,28%
Otras	107	13,43%
<b>Total</b>	<b>796</b>	<b>100,00%</b>

Zona Catalana Unidad de producción	Restricciones	
	Subir	
	GWh	%
C.T. FOIX	84	48,43%
C.T. SAN ADRIAN 3	44	25,30%
C.T. BESOS 2	37	21,60%
Otras	8	4,67%
<b>Total</b>	<b>173</b>	<b>100,00%</b>

Zona Levante Unidad de producción	Restricciones	
	Subir	
	GWh	%
C.T. CASTELLON 2	209	27,10%
C.T. CASTELLON 1	201	26,00%
C.T. ESCOMBRERAS 3	134	17,39%
C.T. ESCOMBRERAS 4	112	14,51%
Otras	116	15,00%
<b>Total</b>	<b>772</b>	<b>100,00%</b>

Zona Centro Unidad de producción	Restricciones	
	Subir	
	GWh	%
C.T. ACECA 1 (UEF)	136	26,39%
C.T. ACECA 1 (IBL)	136	26,39%
C.T. ACECA 2 (UEF)	116	22,51%
C.T. ACECA 2 (IBL)	116	22,51%
Otras	11	2,20%
<b>Total</b>	<b>516</b>	<b>100,00%</b>

Zona Noroeste Unidad de producción	Restricciones Subir	
	GWh	%
UGH. UF-MIÑO	110	76,00%
UGH. UF-GALICIA COSTA	27	18,55%
Otras	8	5,45%
<b>Total</b>	<b>145</b>	<b>100,00%</b>

Zona Norte Unidad de producción	Restricciones Subir	
	GWh	%
C.T. SANTURCE 2	1,8	30,22%
C.T. NARCEA 2	1,0	15,96%
C.H. AGUAYO GENERACION	0,8	12,93%
C.T. LADA 4	0,4	6,66%
C.T. NARCEA 3	0,3	4,58%
C.T. GUARDO 1	0,2	3,55%
C.T. LA ROBLA 1	0,2	3,19%
C.T. SOTO DE RIBERA 3	0,2	2,71%
C.T. SOTO DE RIBERA 3	0,2	2,71%
C.T. SOTO DE RIBERA 3	0,2	2,71%
Otras	0,9	14,79%
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>100,00%</b>

Fuente Datos OMEL

Nota1: Restricciones a subir son las modificaciones de las unidades de producción que incrementan su energía por el mecanismo de resolución de restricciones.

Se observa que para cada una de las zonas en las que en la actualidad tanto Iberdrola como Endesa participan en el mecanismo de resolución de restricciones como operador monopolista, existen distintas centrales que contribuyen de forma diferente a la energía total aportada por la empresa en esa zona. Por tanto, independientemente de las valoraciones que se puedan hacer acerca de la regulación actual de este proceso de la operación del sistema, que presenta diversas ineficiencias que han sido puestas de manifiesto por esta Comisión en numerosas ocasiones y que deben ser corregidas, se considera que, en caso de autorizarse la fusión,



la desinversión de los activos debe tener en cuenta la necesidad de romper las situaciones monopólicas de las que gozan en la actualidad tanto Iberdrola como Endesa, por la ubicación de sus centrales de producción. Se debe tener en cuenta que, aunque el mecanismo de resolución de restricciones representa un porcentaje tanto en energía como en volumen económico, muy reducido en comparación con el mercado diario, puede introducir importantes distorsiones en el diseño de las estrategias de oferta de los agentes y con ello en la formación de precios en el mercado.

#### 9.1.2.1.4 Servicios complementarios de regulación

En la siguiente tabla se presentan las cuotas de participación en energía, de los principales agentes en los diferentes procesos que tienen lugar en la operación del sistema, a saber: los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria, el mecanismo de gestión de desvíos y el mecanismo de resolución de restricciones en tiempo real.

AGENTE GENERADOR	SECUNDARIA		TERCIARIA		GESTIÓN DE DESVIOS		REST. EN T. REAL	
	SUBIR	BAJAR	SUBIR	BAJAR	SUBIR	BAJAR	SUBIR	BAJAR
ENDESA	52,9%	42,4%	39,8%	29,9%	44,9%	30,1%	55,3%	65,5%
IBERDROLA	34,1%	45,1%	41,8%	36,3%	40,9%	41,3%	30,4%	11,9%
UNION FENOSA	9,2%	8,9%	12,8%	23,1%	10,3%	18,3%	11,4%	3,8%
HIDROCANTABRICO	3,7%	3,6%	5,5%	10,6%	3,8%	10,2%	0,3%	1,3%
ELCOGAS	0%	0%	0,1%	0,1%	0,1%	0%	0,4%	0%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2,1%	17,6%
END+IB	87,0%	87,5%	81,6%	66,2%	85,8%	71,4%	85,7%	77,4%

Fuente : Datos OMEL

Se puede observar cómo la empresa resultante de la unión de Iberdrola y Endesa, sin considerar la desinversión de los activos, participa en los procesos de la operación del sistema que requieren un aumento de la energía producida (energía a subir), con unos porcentajes que están por encima de la capacidad instalada de sus unidades de producción. En los procesos en los que se requiere disminuir la energía producida, la cuota

de los operadores dominantes disminuye por debajo de la cuota de la capacidad instalada de sus medios de producción, aunque es importante resaltar que la competencia en estos mercados es muy superior ya que, por ejemplo, en la energía terciaria “a bajar”, la oferta disponible puede llegar a aplicar a toda la generación acoplada.

De la misma forma que se hizo en el apartado sobre las restricciones técnicas, a continuación se profundiza en el análisis, determinando las unidades de producción de las dos compañías que participan más intensamente en la aportación de estos servicios.

En la siguiente tabla se presentan para las dos compañías las cuotas de energía, con respecto al total aportado por la empresa, de las unidades de producción más activas en cada servicio (únicamente se reflejan los % de participación más significativos).

IBERDROLA Unidad de producción	Terciaria				Gestión de desvíos				Restricciones T.real			
	Subir		Bajar		Subir		Bajar		Subir		Bajar	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
UGH. DUERO GENERACION	177,08	33,80%	59,38	17,12%	98,39	30,08%	35,97	12,57%				
UGH. SIL GENERACION	87,55	16,71%			39,73	12,15%						
UGH. TAJO GENERACION	64,98	12,40%			48,53	14,84%			8,02	19,87%		
UGH.B. DUERO BOMBEO			55,12	15,89%			69,92	24,44%			3,65	23,71%
C.H.B. LA MUELA BOMBEO			39,21	11,31%			60,87	21,28%			4,02	26,14%
C.H. LA MUELA TURBINACION									15,73	38,98%		
Otras	194,27	37,08%	193,11	55,68%	140,41	42,93%	119,32	41,71%	16,60	41,16%	7,72	50,15%
<b>Total</b>	<b>523,88</b>	<b>100,00%</b>	<b>346,81</b>	<b>100,00%</b>	<b>327,07</b>	<b>100,00%</b>	<b>286,07</b>	<b>100,00%</b>	<b>40,34</b>	<b>100,00%</b>	<b>15,38</b>	<b>100,00%</b>

ENDESA Unidad de producción	Terciaria				Gestión de desvíos				Restricciones T.real			
	Subir		Bajar		Subir		Bajar		Subir		Bajar	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
C.H. AGUAYO GENERACION	56,95	11,41%										
C.H. MORALETTS GENERACION	51,42	10,30%										
C.T. FOIX					37,88	10,56%						
C.H. AGUAYO GENERACION					33,28	9,27%						
C.H. TAJO ENCANTADA GENERACION									12,04	16,45%		
C.T. ALGECIRAS 2									11,50	15,72%		
C.H. GUILLENA GENERACION									9,73	13,29%		
C.H.B. AGUAYO BOMBEO			24,44	8,56%			14,26	6,84%	7,32	10,01%		
C.H.B. MORALETTS BOMBEO			21,83	7,64%			15,94	7,65%				
C.H.B. GUILLENA BOMBEO											43,65	51,39%
C.H. B. TAJO ENCANTADA BOMBEO											24,07	28,33%
Otras	390,68	78,28%	239,35	83,80%	287,62	80,17%	178,24	85,51%	32,58	44,53%	84,94	100,00%
<b>Total</b>	<b>499,05</b>	<b>21,72%</b>	<b>285,62</b>	<b>100,00%</b>	<b>358,77</b>	<b>80,17%</b>	<b>208,44</b>	<b>100,00%</b>	<b>73,16</b>	<b>54,54%</b>	<b>84,94</b>	<b>179,72%</b>

De la misma forma a como se ha resaltado en el epígrafe sobre las restricciones técnicas, del análisis de estas tablas se comprueba cómo hay unidades de producción que participan más activamente que otras en los servicios complementarios de regulación secundaria, regulación terciaria, gestión de desvíos y en la resolución de restricciones en tiempo real. Esta información debe ser considerada también en el análisis del plan de desinversión de los activos que se proponga para evitar que, tras la cesión de los activos, se consoliden posiciones de dominio en ciertos segmentos del mercado de producción, que aunque no son muy intensivos ni en energía ni en volumen económico por ahora, pueden ser utilizados en las estrategias de los agentes para influir en la formación de los precios del mercado.

### **9.1.3 Conclusiones**

Lo que se ha pretendido poner de manifiesto en este apartado sobre la capacidad disponible de los medios de producción es que, en el análisis de una operación de fusión de estas características, en la que se produce la unificación de un importante volumen de activos de generación en propiedad de una única empresa, acompañada de un proceso posterior de desinversiones, es necesario tener en consideración una serie de características del parque de generación que va más allá de la pura cuota de potencia instalada y el *mix* de generación. Aspectos importantes como la potencia efectiva de las centrales hidráulicas que es realmente utilizada, el grado de envejecimiento de las centrales, la utilización de diferentes tipos de carbón como combustible, la cercanía a los puertos, las restricciones medioambientales, el valor residual de los emplazamientos en centrales no operativas, o la situación particular de las centrales

compartidas, debe ser analizado con detalle para valorar con rigor la bondad del plan de desinversiones de los activos.

Adicionalmente, al evaluar las cuotas de la capacidad instalada de cada uno de los agentes que operan en el mercado de producción de energía eléctrica y sus repercusiones sobre la competencia, es necesario considerar a los agentes que actúan en el mercado relevante. En especial, en comparación con el análisis que hizo esta Comisión en la propuesta de OPA de UF sobre HC, se deben aplicar las últimas modificaciones introducidas por el Real Decreto-Ley 6/2000 sobre las instalaciones del régimen especial que son obligadas a realizar ofertas en el mercado de producción. Cuantitativamente, la consideración de las centrales del régimen especial, no supone una alteración importante de los resultados al tratarse tan sólo de 447 MW de potencia instalada.

Sobre la experiencia que se pueda aprovechar del funcionamiento del mercado de producción durante los años 1998 y 1999, también se ha querido destacar en este apartado que la participación de los agentes en los diferentes segmentos y procesos que configuran el mercado de producción, arroja como resultados que, además de la importante cuota de mercado que tienen ambas empresas, existen en la actualidad algunas centrales de Iberdrola y de Endesa que tienen un protagonismo especial con su participación en estos procesos. Ello sugiere que esa información sea tomada en cuenta al analizar el plan de desinversión de los activos.

En relación con la máxima capacidad de potencia instalada que se considere adecuada para la empresa resultante de la fusión, en caso de que se apruebe, sería conveniente realizar una reflexión sobre la intención del Gobierno cuando se promulgó el Real Decreto-Ley 6/2000.

Como se pone de manifiesto también en otras partes de este documento, la limitación que se establece en el artículo 16 al crecimiento de los

operadores existentes, para los que fija un bloqueo en la expansión de sus medios de producción de cinco años para los operadores con cuota superior al 40% y de tres años para los que tienen cuota superior al 20%, implica que el Gobierno consideró que un operador que tenga una cuota de potencia instalada del 20%, o superior, introduce problemas de competencia efectiva en el sector eléctrico y de ahí la citada limitación, con la que el propio R.D.L. da solución a este problema.

Por consiguiente, cuando se concrete el plan de desinversiones y se analice la capacidad instalada de la nueva empresa fusionada, se deberá tener en cuenta, al menos como punto de referencia, que la cuota a partir de la cual se considera que puede haber problemas de competencia es la del 20% de la potencia instalada a las que debe dársele igual tratamiento de limitación que establece el propio R.D.L.

Las empresas notificantes señalan en los escritos presentados a la CNE que tienen previsto mantener una estructura de generación similar a la que tendrían las dos empresas en la actualidad si concentrasen todos sus activos. Dicha estructura será más equilibrada para la empresa fusionada que la que tienen en la actualidad por separado ENDESA o IBERDROLA.

Esta Comisión considera que, con objeto de mejorar las condiciones iniciales de equilibrio, un primer referente más adecuado a la estructura media (mix de generación) que debe mantener la empresa fusionada debería ser la correspondiente a la totalidad del actual régimen ordinario, ya que las otras dos grandes empresas (HC y UF) tienen una estructura en la que el carbón nacional es relativamente importante, y no disponen de tanta potencia hidráulica como las dos empresas objeto de la fusión. Sin embargo, aun así, subsistiría el problema de que determinadas tecnologías estratégicas podrían estar principalmente en manos de una única empresa.

Cabría imponer como restricción, como han señalado algunas de las entidades que han participado en el trámite de audiencia abierto por esta Comisión, que todas las empresas que operen con posterioridad a la operación tuviesen la misma estructura de generación que la empresa fusionada. Sin embargo, podría haber nuevos agentes que, por su conocimiento específico en determinadas tecnologías, desearan tener una estructura orientada hacia la misma. También podría ocurrir que alguno de los agentes ya existentes (HC o UF) no desearan equilibrar su estructura de generación o que, sabiendo que es un condicionante impuesto a la empresa fusionada, mantuviesen una posición de negociación favorable. Incluso podrían existir agentes que no participasen en la enajenación por no sentirse cómodos con la explotación de una determinada tecnología.

De lo anterior cabría deducirse que es preferible no imponer ninguna restricción a la operación en lo referente al equilibrio de producción del resto de empresas. Sin embargo, de no imponerse tal condición, la empresa fusionada podría orientar el proceso de venta de tal manera que las empresas adquirentes tuviesen un mix desequilibrado que posicionase a la primera en mejores condiciones de competir y, lo que es peor, alguna de las nuevas empresas podría disponer de una parte significativa de las centrales marcadoras de precio sin que ello tenga que significar que disponen de una capacidad global elevada.

Buscando el equilibrio de las dos situaciones descritas (imponer una condición rígida a la venta o permitir total libertad a la misma), se considera conveniente establecer condicionados parciales que afecten, no ya a las empresas que se configuren después del proceso, sino a la posesión de cuotas significativas en activos estratégicos.

El equilibrio de la estructura de generación debería tener en cuenta que la empresa fusionada no salga beneficiada, respecto al resto de empresas, en una serie de aspectos que se detallan, a modo de condicionantes parciales,

en apartados posteriores. El cumplimiento de tales condicionantes deberá ser demostrado por la empresa fusionada en el momento de presentar el plan de desinversión de activos.

Un referente a la propuesta anterior se puede encontrar en el Proyecto de Comunicación de la Comisión Europea sobre los compromisos presentados a la Comisión conforme al Reglamento (CEE= nº 4064/89 del Consejo y al Reglamento (CE) nº 447/98 de la Comisión, en donde se establece que *“...cuando existe un proyecto de concentración, el cambio de las condiciones estructurales puede dar lugar a obstáculos o impedimentos importantes a la entrada en el mercado de referencia debido al control de infraestructuras o tecnologías clave,...En estas circunstancias, los compromisos pueden tener por objetivo facilitar la entrada en el mercado garantizando que los competidores tengan acceso a las infraestructuras o tecnologías clave necesarias....”*.

*El Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz quiere hacer constar que en el plan de desinversiones, que debiera ser previo en su consideración a la autorización de concentración a considerar por el Gobierno, se analice la capacidad instalada de la nueva empresa fusionada, y se deberá tener en cuenta, al menos como punto de referencia, que la cuota a partir de la cual se considera que puede haber problemas de competencia es la del 20% de la potencia instalada, incluyendo en esa cifra los nuevos proyectos de generación que la nueva empresa pueda introducir en el sistema eléctrico en los próximos tres años. Otra cosa es que, por motivos de gradualidad o posible impacto empresarial, se decida que a la nueva empresa fusionada se le permita una situación de excepción respecto al resto de agentes del mercado en su punto de partida, pero estableciendo limitaciones a su crecimiento, según lo establecido en el Real Decreto Ley 6/2000 respecto a los agentes que superen el 40% de la potencia instalada.*

*También hay que tener en consideración el espíritu del R.D.L 6/2000, cuando señala en su artículo 16 que “el Gobierno, mediante Real Decreto, podrá variar los porcentajes y plazos a que se refiere el párrafo anterior en función de la evolución y la estructura empresarial del sector”, situación que a todas luces se produce con la actual fusión propuesta.*

*Igualmente el Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz señala que, según se desprende del cuerpo del informe la capacidad de influencia que tendría la empresa resultante sería notoria, si a ello añadimos que las empresas que pretenden fusionarse conocen los marginales reales de sus centrales y por lo tanto de todas aquellas que integren el plan de desinversiones, conocerán los precios a los que sus futuros competidores puedan ofertar en el mercado organizado, dándoles no solo una ventaja competitiva, sino también una mayor posibilidad de ejercicio de poder de mercado.*



## **9.2. ACTIVIDAD DE TRANSPORTE**

La actividad de transporte de energía eléctrica tiene características de monopolio natural ya que no tiene sentido económico la existencia de una multiplicidad de redes para suministrar una misma demanda eléctrica. Este carácter de monopolio natural es expresamente reconocido en la Exposición de Motivos de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico. La liberalización en la actividad de transporte de energía eléctrica se articula, en el ordenamiento español, a través de la generalización del acceso de terceros a las redes, evitándose de este modo posiciones de dominio motivadas por la existencia de una red única.

En una primera visión simplista, la operación que se informa no debería presentar mayores problemas en lo que a la actividad de transporte se refiere. La fusión de las dos filiales que desarrollan actividades de transporte supondría, previsiblemente, una reducción de los costes de inversión y de los de operación y mantenimiento, ya que, por ejemplo, podrían unificarse los criterios de diseño de las instalaciones, se reduciría la gama de materiales utilizados para su construcción y se centralizarían los planes de mantenimiento de las mismas, lo que significaría, por todo ello, un mejor aprovechamiento de los medios, humanos y materiales, disponibles.

Igualmente, siguiendo en esta primera visión simplista, no es previsible que la operación de fusión implicase una merma de la calidad de servicio alcanzada. Antes al contrario, es lógico pensar que existiría 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, y sin perjuicio de las tareas que ya realiza el Operador del Sistema, es previsible que se produjera una mayor coordinación en el descargo de instalaciones adyacentes. Asimismo, la

operación de las instalaciones de transporte de energía eléctrica no se vería influida ya que la misma es gestionada de manera centralizada por el Operador del Sistema.

Con relación a esta actividad de transporte, las empresas notificantes de la operación de fusión que se informa no han indicado absolutamente nada. Cabe deducir que no es su intención incorporar activos de transporte en el Plan de Desinversión a realizar con posterioridad a la fusión.

Sin embargo, aunque es obvio que la empresa dominante en esta actividad de transporte es Red Eléctrica de España, S.A., con un 61 % del total de la retribución de la actividad en el año 1998, el porcentaje que alcanzaría la empresa resultante de la fusión no es nada despreciable: un 34 % del total de la retribución correspondiente al referido ejercicio de 1998.

En el cuadro siguiente se muestran los porcentajes que, sobre el total de la retribución de la actividad de transporte correspondiente al ejercicio de 1998, tuvieron las distintas empresas transportistas, según quedó establecido en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica:

<b>Empresa</b>	<b>% retribución 1998</b>
RED ELECTRICA	<b>60,57</b>
IBERDROLA	<b>15,64</b>
UNIÓN FENOSA	<b>5,05</b>
HIDROCANTÁBRICO	<b>0,50</b>
GRUPO ENDESA	<b>18,24</b>
ENDESA+IBERDROLA	<b>33,88</b>

En los siguientes cuadros se muestran las participaciones porcentuales de las distintas empresas transportistas en las líneas eléctricas de 400 y 220 kV, en relación a la de longitud de las mismas, así como su participación en la transformación en el nivel de 400 kV, en cuanto a la potencia instalada se refiere, en el sistema eléctrico peninsular español.

<b>empresa</b>	<b>Líneas 400 kV (km)</b>	<b>% (km)</b>
RED ELECTRICA	14.278	96.93%
IBERDROLA	246	1.67%
UNION FENOSA	31	0.21%
HIDROCANTABRICO	38	0.26%
GRUPO ENDESA	137	0.93%
ENDESA+IBERDROLA	383	2.60%
<b>TOTAL</b>	<b>14.730</b>	<b>100.00%</b>

Fuente REE

<b>empresa</b>	<b>Líneas 220 kV (km)</b>	<b>% (km)</b>
RED ELECTRICA	4.279	26.32%
IBERDROLA	4.954	30.48%
UNION FENOSA	1.242	7.64%
HIDROCANTABRICO	137	0.84%
GRUPO ENDESA	5.643	34.72%
ENDESA+IBERDROLA	10.597	65.19%
<b>TOTAL</b>	<b>16.255</b>	<b>100.00%</b>

Fuente REE

<b>empresa</b>	<b>transf. 400/xx kV (MVA)</b>	<b>% (MVA)</b>
RED ELECTRICA	16.987	40.36%
IBERDROLA	16.575	39.38%
UNION FENOSA	2.675	6.36%
HIDROCANTABRICO	800	1.90%
GRUPO ENDESA	5.049	12.00%
ENDESA+IBERDROLA	21.624	51.38%
<b>TOTAL</b>	<b>42.086</b>	<b>100.00%</b>

Fuente REE

Destaca el hecho de que la empresa resultante de la fusión tendría el 65 % del total de los kilómetros de líneas de 220 kV, así como el 51 % de la potencia de transformación instalada en el nivel de 400 kV.

A la vista de lo anterior, esta Comisión estima que, con objeto de evitar cualquier posible práctica anticompetitiva que pudiera surgir a la hora de hacer efectivo el acceso de terceros a las redes de transporte, por el hecho de utilizar activos de transporte que favorezcan a las empresas generadoras pertenecientes al mismo grupo empresarial, sería muy conveniente en este momento proceder a la venta de todos los activos de transporte de la empresa fusionada a una empresa que fuese independiente de las empresas generadoras. Tales prácticas anticompetitivas se pueden plantear tanto en la fase de planificación y construcción de accesos a la red de transporte para nuevos generadores - en la que, por ejemplo, se dilaten los trámites o los trabajos necesarios para realizar las acometidas, provocando retrasos que perjudiquen económicamente al nuevo competidor – como en la fase de operación – en donde pueden provocarse restricciones a la evacuación de las centrales de empresas competidoras.

La opción más factible es que dicha venta de activos de transporte sea realizada a Red Eléctrica de España, S.A., empresa que, por mandato legal, tiene asignadas las funciones de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, consiguiéndose la máxima efectividad de dicha medida si en el accionariado de esta última sociedad se impidiese la participación de empresas con intereses en la actividad de generación, entre ellas, la empresa resultante de la fusión que se informa.

Aún así, una pequeña parte de los activos de transporte seguirían perteneciendo a Unión Eléctrica Fenosa, S.A., y a Hidrocantábrico, S.A., empresas con intereses en la actividad de generación, que contaron, entre ambas, con un 5,55 % del total de la retribución de la actividad de transporte del ejercicio de 1998.

Aunque escapa del ámbito de la operación que se informa, esta Comisión entiende que el Gobierno debería analizar la fórmula para conseguir completar la cesión de todos los activos de transporte a Red Eléctrica de España, S.A., lo cual permitiría, al mismo tiempo, realizar una profunda revisión del sistema retributivo de dicha actividad de transporte, que se valora hoy por hoy como poco eficiente.

Sin perjuicio de lo anterior, sería conveniente que ninguna empresa con activos de generación pudiese tener una participación significativa en el capital de REE ni en sus órganos de Gobierno. La CNE considera que esta limitación debe permanecer siempre que las funciones de Operador del Sistema sean realizadas por REE. En este sentido, el Operador del Sistema siempre será único, ya que sólo de manera centralizada puede garantizarse la seguridad del sistema, no siendo posible, al contrario de lo que ocurre con los mercados suficientemente alejados del tiempo real, que la operación del sistema pueda otorgarse a las fuerzas del mercado. Además de lo anterior, y tal como se ha comentado en apartados anteriores, también existe comunión de intereses entre las actividades de transporte y generación, que pueden derivar en incentivos perversos en contra de la competencia, por lo que sería conveniente que ninguna generadora pudiese participar en el transportista.

En ese sentido, sería conveniente que el Gobierno estableciese la aplicación de la limitación genérica introducida por el artículo 34 del RD Ley 6/2000, reduciendo la participación máxima en REE de agentes del mercado hasta cifras que no representen una posición relevante en la compañía (por ejemplo, un máximo del 3%, incluso un 0%), derogando la actual limitación del 10% que, aunque impuesta en una norma previa al citado Real Decreto Ley, estaba incluida en una norma de carácter sectorial (la Ley del Sector Eléctrico).

### **9.3. ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

La actividad de distribución de energía eléctrica, al igual que se ha dicho para la actividad de transporte, tiene características de monopolio natural ya que no tiene sentido económico la existencia de una multiplicidad de redes para suministrar una misma demanda eléctrica. Este carácter de monopolio natural es expresamente reconocido en la Exposición de Motivos de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico. La liberalización en la actividad de distribución de energía eléctrica se articula, en el ordenamiento español, a través de la generalización del acceso de terceros a las redes, evitándose de este modo posiciones de dominio motivadas por la existencia de una red única.

Por ello, en una primera visión formalista, la operación que se informa no debería de presentar mayores problemas, en lo que a la actividad de distribución se refiere, por alta que sea la cuota de la empresa resultante de la fusión, cercana al 80 %. En el límite, podría llegarse a pensar en la existencia de una única empresa distribuidora en todo el territorio peninsular español, sin que ello significase, necesariamente, que la existencia de una tan clara posición de dominio fuese en contra de los intereses de los consumidores. Y ello por un motivo fundamental: en la actividad de distribución, como actividad regulada que es, la Administración es quien fija su retribución, pudiéndose arbitrar medidas para que las ganancias de eficiencia reviertan a los consumidores. Por tanto, la existencia de un número mayor de operadores no tiene por qué significar, a priori, unas mayores ventajas para los consumidores, ya que cada consumidor está conectado única y exclusivamente a un distribuidor: el de su zona.

De hecho, siguiendo en esta visión puramente formalista, la fusión de las dos empresas que desarrollan la actividad de distribución supondría, previsiblemente, una reducción de los costes de inversión y de los de operación y mantenimiento, ya que, por ejemplo, podrían unificarse los

criterios de diseño de las instalaciones, se reduciría la gama de materiales utilizados para su construcción y se centralizarían los planes de mantenimiento de las mismas, lo que significaría un mejor aprovechamiento de los medios, humanos y materiales, disponibles.

También parece claro que no es previsible que la concentración implicase una merma de la calidad de servicio alcanzada. Antes al contrario, es lógico pensar que existiría una mayor coordinación entre los planes de refuerzo de las instalaciones y un mejor aprovechamiento de los apoyos eléctricos existentes a través de las redes adyacentes. En este mismo sentido, es previsible que se produciría una mayor coordinación en el descargo de dichas instalaciones. La CNE estima preciso vincular la retribución de la distribución a la calidad del suministro.

Lo afirmado hasta ahora merece, sin embargo, cuatro importantes consideraciones de fondo:

- a) La primera consideración es genérica y se refiere a que, según la teoría económica, si el tamaño de una empresa cualquiera supera un cierto valor, puede llegarse a una situación de costes medios y marginales crecientes, perdiéndose por tanto una de las características fundamentales de los monopolios naturales. Dicho de otro modo, podría producirse una deseconomía de escala, por su excesivo tamaño.

La determinación del tamaño máximo, por encima del cual se entraría en la parte de costes medios y marginales crecientes, es algo que supera el objeto de este informe. No obstante, en la operación que se informa, esta deseconomía podría dar lugar a la necesidad de dotarse de, por ejemplo, una duplicidad de estructura, que conllevaría, necesariamente, un aumento de los costes a soportar por los consumidores. Por tanto, aún admitiendo, sin lugar a dudas, que la actividad de distribución de energía eléctrica es un monopolio natural, parece necesario establecer, por

motivos económicos, un límite al tamaño de los distintos operadores, aunque la determinación de dicho límite se antoje problemática.

- b) Otra prevención, la segunda, ésta de carácter más concreto al sistema eléctrico español, es sobre la demostrada comunión de intereses entre empresas distribuidoras y comercializadoras de un mismo grupo empresarial. Como se verá más adelante, la experiencia de estos casi tres años de funcionamiento del mercado minorista, permite afirmar de forma taxativa que, dentro de una zona concreta, existe una ventaja competitiva nada desdeñable para aquella empresa comercializadora ligada empresarialmente a la empresa distribuidora de la zona.

En la operación que se informa, este hecho aislado puede ya resultar determinante para que necesariamente tenga que fijarse un tamaño máximo a los operadores. Con el calendario de elegibilidad vigente, el suministro de los más de 20 millones de consumidores que no han alcanzado aún la condición de cualificados y que, por lo tanto, son el futuro de la comercialización, forma parte de las actuales funciones que realizan los distribuidores. Llegado el momento en que la elegibilidad alcance a todos los consumidores, muchos de ellos optarán, al menos hasta el año 2007, por continuar siendo suministrados a tarifa integral por su distribuidor. Así mismo, tal y como la experiencia internacional avala, no solo en el sector eléctrico sino también en otros sectores como en el de la telefonía, la inercia de los consumidores domésticos a mantenerse con la empresa comercializadora ligada a su empresa distribuidora, es muy elevada. Por tanto, no es exagerado afirmar que, ya sea la propia empresa distribuidora resultante de la fusión o la empresa comercializadora a ella vinculada, podría llegar a acaparar más de un 80 % de esos 20 millones de consumidores y, con ello, alcanzar una ventaja competitiva que puede calificarse de inaceptable.



El cuadro siguiente recoge el número de consumidores, tanto a tarifa integral como a tarifa de acceso, conectados a las redes de las empresas distribuidoras objeto de la fusión. El actual grupo ENDESA se ha desagregado en las empresas que lo conformaron.

		<b>Nº DE CONSUMIDORES</b>			
<b>EMPRESA</b>	<b>TENSIÓN</b>	<b>TARIFA</b>		<b>PEAJE</b>	
<b>IBERDROLA</b>	<b>BT</b>	<b>8.819.531</b>	<b>41,67%</b>	<b>27</b>	<b>71,05%</b>
	<b>AT</b>	<b>35.735</b>	<b>64,13%</b>	<b>7.516</b>	<b>48,11%</b>
ERZ	BT	759.527	3,59%		0,00%
	AT	2.350	4,22%	518	3,32%
FECSA + ENHER	BT	3.475.980	16,42%	3	7,89%
	AT	1.267	2,27%	1.669	10,68%
SEVILLANA	BT	3.838.282	18,14%	3	7,89%
	AT	8.408	15,09%	2.743	17,56%
VIESGO	BT	469.117	2,22%		0,00%
	AT	405	0,73%	186	1,19%
<b>GRUPO ENDESA</b>	<b>BT</b>	<b>8.542.906</b>	<b>40,36%</b>	<b>6</b>	<b>15,79%</b>
	<b>AT</b>	<b>12.430</b>	<b>22,31%</b>	<b>5.116</b>	<b>32,74%</b>
<b>TOTAL END +IBL</b>	<b>BT</b>	<b>17.362.437</b>	<b>82,03%</b>	<b>33</b>	<b>86,84%</b>
	<b>AT</b>	<b>48.165</b>	<b>86,43%</b>	<b>12.632</b>	<b>80,85%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>BT</b>	<b>21.165.050</b>		<b>38</b>	
<b>PENINSULAR</b>	<b>AT</b>	<b>55.725</b>		<b>15.624</b>	

Fuente Liquidación 9/00

Sin embargo, hay que resaltar que en otros países esta situación se ha superado mediante una ambiciosa separación de las actividades de distribución y comercialización. En unas ocasiones, obligando a suscribir los llamados *Códigos de Conducta*, que vienen a establecer las pautas de actuación de unas y otras empresas, aunque éstas pertenezcan a un mismo grupo empresarial. En otras ocasiones, mediante una prolija normativa *ad hoc*. Sin embargo, por extensa que sea dicha normativa o dichos códigos de conducta, nunca podrá cubrir todos y cada uno de los posibles incentivos perversos que puedan aparecer. Además, los recursos necesarios para la supervisión de

dichas conductas, que debieran aumentar según aumente el número de consumidores elegibles, serían muy elevados. Por último, en otros sistemas esta comunión de intereses entre distribuidores y comercializadores se ha superado mediante una separación de propiedad, que es mucho más ambiciosa que la separación jurídica exigida a las empresas eléctricas españolas.

- c) El tercer motivo que invita a marcar un límite máximo al tamaño de los distribuidores es el de las posibles trabas al efectivo acceso de terceros a las redes, sobre todo en lo referente a los nuevos generadores que pretendan comenzar su actividad y a los comercializadores no ligados a la empresa distribuidora que otorga el acceso. La falta de desarrollo reglamentario en materia de acceso a las redes constituye un problema, en ocasiones casi insalvable, para los nuevos agentes o para los actuales agentes que no estén ligados empresarialmente al distribuidor de la zona. Se ha constatado ya esta problemática con empresas comercializadoras y generadoras del régimen especial, pero nada impide que, en un futuro, también pueda afectar a empresas generadoras del régimen ordinario que se pretendan conectar a las redes de distribución.
- d) El cuarto motivo, por último pero no menos importante, es la pérdida de un operador relevante que conllevaría la fusión, algo negativo desde el punto de vista regulatorio, sobre todo si finalmente se adoptase un sistema retributivo para la actividad de distribución basado en la comparación entre empresas, toda vez que con la fusión se pierde uno de los escasos referentes existentes en la actividad de distribución de energía eléctrica. A este respecto cabe destacar los antecedentes de las operaciones de concentración ENDESA/GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO.

Por todo lo anterior, parece imprescindible establecer un tamaño máximo a la empresa distribuidora que resulte de la fusión.

Dando por hecho que la operación de fusión que se informa, caso de autorizarse, llevará consigo, posteriormente, una desinversión de activos de distribución, tal y como los propios actores han manifestado que harán, aunque aduciendo otros motivos que los aquí enunciados, y de manera limitada, el problema se centra en marcar el tamaño máximo de la empresa distribuidora resultante y las características de la misma.

Igualmente, cabría plantearse la citada desinversión como una oportunidad para aumentar el número de operadores.

Un asunto previo a responder es qué parámetro debe tenerse en cuenta a la hora de determinar el tamaño máximo, es decir, la cuota máxima en la actividad de distribución. Cabrían numerosas posibilidades: atendiendo al número de consumidores, a la energía distribuida, a la superficie de la zona de distribución, a las instalaciones existentes en la zona de distribución, a los costes retribuidos, etc.

De todos ellos, el parámetro que se podría considerar más adecuado es el referido a los costes retribuidos, ya que en cierto modo viene a englobar al resto de los posibles parámetros. Con el sistema retributivo vigente para la actividad de distribución, el total de la retribución de la actividad se reparte entre las distintas empresas distribuidoras ponderando tanto el marco regulatorio anterior, esto es, el Marco Legal Estable (MLE), como el derivado de un modelo de red de referencia. A lo largo de los años, el modelo de red de referencia irá adquiriendo un mayor peso, a medida que lo pierde el derivado del MLE, hasta que, llegado un momento, que en principio se ha marcado en el año 2013, el reparto de la retribución de la actividad de distribución se realizará utilizando únicamente el modelo de red de referencia.

Lo anterior no quiere decir, de ningún modo, que el tema de la retribución de la actividad de distribución sea algo cerrado regulatoriamente hablando: ni se ha validado el total de la retribución de la actividad de distribución, ni el actual modelo de red de referencia puede tomarse como el modelo definitivo.

La primera de las indefiniciones apuntadas, esto es, la fijación de la retribución total de la actividad de distribución, pierde trascendencia teniendo en cuenta que el tamaño máximo de la empresa resultante de la fusión debería establecerse de manera porcentual respecto del total, por lo que, en este sentido, no importa la base, sino el reparto.

En cuanto a la segunda de las indefiniciones, esto es, el hecho de que el modelo de red de referencia a utilizar pueda sufrir modificaciones, incluso importantes, se palía en cierto modo teniendo en cuenta que estas modificaciones afectarán a todos los agentes por igual si todos ellos tienen unas características, que no un tamaño, parecido. Dicho de otro modo, si mediante el proceso de desinversión posterior a la fusión que se informa, se consiguiese lograr que las empresas resultantes, todas, tuviesen una estructura de costes retribuidos similar, las modificaciones que puedan introducirse en el modelo de red de referencia afectarían a todas por igual en términos relativos. Por otro lado, el hecho de que todas las empresas resultantes tras las operaciones de fusión y desinversión tuviesen unas características retributivas similares, eliminaría muchas de las reticencias que alguna de las empresas distribuidoras ha mostrado a la utilización de un modelo de red de referencia: si existe una peor aproximación, por ejemplo, al caracterizar las redes urbanas, esta peor aproximación afectaría a todos por igual, con lo que el porcentaje total de cada de las empresas distribuidoras no se vería afectado.

Por tanto, teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, el tamaño máximo de la empresa resultante debería establecerse en base a los costes retribuidos derivados únicamente de la utilización de un modelo de red de referencia.

En línea con el resto del informe, y sin perjuicio de que para paliar el problema de la elevada comunión de intereses entre empresas distribuidoras y comercializadoras se imponga alguna restricción adicional, la empresa distribuidora resultante no debería de sobrepasar la cuota de costes retribuidos, utilizando el modelo de red de referencia, de la mayor de las empresas distribuidoras fusionadas, esto es, el 40,65 % que correspondería al actual Grupo ENDESA. Por tanto, el Plan de Desinversión de activos de distribución debería abarcar al menos un 38,77 % de los costes retribuidos, los correspondientes a IBERDROLA, S.A.

Como alternativa al planteamiento anterior, cabría la posibilidad de que la empresa resultante de la fusión pudiese conservar una cuota de distribución como la que propone, superior a la de la mayor de ellas, dando un tratamiento especial, de carácter temporal -periodo transitorio- a ese exceso de cuota en distribución, ya que a partir del 1 de enero de 2003 la distribución prácticamente quedará limitada a una gestión de redes a tenor de lo dispuesto en el Art. 19 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, en el que se señala que a partir de dicha fecha todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de clientes cualificados.

Por ello y con objeto de hacer viable esta opción sería oportuno encomendar la gestión de este exceso de distribución hasta el 1 de enero de 2004 a un gestor específico independiente, a fin de evitar las posibles prácticas de fidelización de clientes en la actividad de comercialización, actualmente ya no regulada.

Asimismo la empresa fusionada debería de abstenerse de comercializar, hasta el 1 de enero de 2004, en el área de distribución gestionada por el Gestor Independiente Específico.

Pasado este plazo o, en su caso, el correspondiente hasta un año después de la fecha de apertura del mercado libre si este se adelantara a la actualmente establecida (1 de enero de 2003), la empresa fusionada podría gestionar toda la distribución que propone y, en ese momento se levantaría la cláusula de bloqueo de la comercialización.

En el cuadro siguiente se muestran los porcentajes que, sobre el total de la retribución de la actividad de distribución, tendrían las distintas empresas distribuidoras de utilizarse para dicho reparto únicamente el modelo de red de referencia. Se ha considerado pertinente desglosar el actual GRUPO ENDESA en las empresas que lo conformaron.

<b>Empresa</b>	<b>% retribución</b>
IBERDROLA	38,77
UNIÓN FENOSA	17,26
HIDROCANTÁBRICO	3,31
GRUPO ENDESA	40,65
CSE	17,56
FECSA	8,08
ENHER+HECSA	7,54
VIESGO	3,12
ERZ	4,35

Fuente MINER

Además, como ya se ha indicado, la desinversión debería diseñarse de modo que, en la medida de lo posible, se tienda a equilibrar, para todas las empresas distribuidoras resultantes, aquellas características que más inciden en la determinación del reparto de la retribución: el tipo de mercado a suministrar. Dicho de otro modo, las empresas distribuidoras deberían de contar con una estructura de suministros urbanos, semiurbanos y rurales similares.

Un diseño del citado Plan de Desinversión como el aquí propuesto iría, de paso, en la línea de otro de los requisitos deseables en el desarrollo del Sistema Eléctrico Español: la minimización de las compensaciones entre empresas debido a las distintas características de los mercados a suministrar. Es decir, que los ingresos procedentes de las facturaciones a los consumidores sean lo más parecidos posibles a los costes retribuidos. Y ello, tanto en el corto plazo, mientras que existan consumidores a tarifa integral, como en el medio y largo plazo, cuando todos los consumidores sean elegibles y los ingresos se deriven únicamente de las facturaciones de los peajes por uso de las redes.

En definitiva, el Plan de Desinversión debería de cumplir que los ingresos presentes o futuros sean iguales, aproximadamente, a los costes retribuidos, sujeto todo ello a una estructura de los mercados urbanos, semiurbanos y rurales similares para todos los operadores resultantes.

En el siguiente cuadro se presenta una comparación, en términos porcentuales, entre la retribución reconocida para cada empresa según el modelo de red de referencia y la facturación correspondiente a los consumos del año 1999, que únicamente sirve como ejemplo para comprobar la actual diferencia entre facturaciones y retribuciones de las diferentes empresas. Los datos de facturación son todavía provisionales.

	Empresa	Facturación (PTA)	Fact. (%)	Retrib. (%)	Diferencia
<b>TARIFA INTEGRAL</b>	UEF	253.115.447.000	14,14%	17,26%	3,12%
	HC	51.660.502.000	2,89%	3,31%	0,42%
	IBERDROLA	727.111.112.000	40,62%	38,77%	-1,85%
	Grupo ENDESA	758.006.706.000	42,35%	40,65%	-1,70%
	ERZ	58.410.470.000	3,26%	4,35%	1,09%
	FECSA - ENHER	362.514.482.000	20,25%	15,62%	-4,63%
	CSE	298.953.490.000	16,70%	17,56%	0,86%
	VIESGO	38.128.264.000	2,13%	3,12%	0,99%
	ENDESA + IB	1.485.117.818.000	82,97%	79,42%	-3,55%
<b>TARIFA ACCESO</b>	UEF	6.583.252.000	11,23%	17,26%	6,03%
	HC	1.275.372.000	2,17%	3,31%	1,14%
	IBERDROLA	25.934.349.000	44,23%	38,77%	-5,46%
	Grupo ENDESA	24.845.019.000	42,37%	40,65%	-1,72%
	ERZ	1.846.677.000	3,15%	4,35%	1,20%
	FECSA - ENHER	15.735.383.000	26,83%	15,62%	-11,21%
	CSE	5.833.615.000	9,95%	17,56%	7,61%
	VIESGO	1.429.344.000	2,44%	3,12%	0,68%
	ENDESA + IB	50.779.368.000	86,60%	79,42%	-7,18%
<b>TOTAL</b>	UEF	259.698.699.000	14,05%	17,26%	3,21%
	HC	52.935.874.000	2,86%	3,31%	0,45%
	IBERDROLA	753.045.461.000	40,74%	38,77%	-1,97%
	Grupo ENDESA	782.851.725.000	42,35%	40,65%	-1,70%
	ERZ	60.257.147.000	3,26%	4,35%	1,09%
	FECSA - ENHER	378.249.865.000	20,46%	15,62%	-4,84%
	CSE	304.787.105.000	16,49%	17,56%	1,07%
	VIESGO	39.557.608.000	2,14%	3,12%	0,98%
	ENDESA + IB	1.535.897.186.000	83,09%	79,42%	-3,67%

Fuente MINER (Modelo red de referencia) y Liquidación 9/00

Sin embargo, este diseño equilibrado de la distribución de energía eléctrica en el sistema peninsular, puede verse ensombrecido, en el medio plazo, si no se regula de forma clara y taxativa esta actividad como lo que es: un monopolio natural.

Un último aspecto a considerar en la operación de fusión que se informa, es que dicha operación no debe, bajo ningún supuesto, poner en riesgo el nivel



de la calidad de servicio alcanzado en una zona. Así, para toda zona que sea objeto de desinversión debería informarse a los posibles adquirentes sobre la calidad de servicio real existente y su evolución en los últimos ejercicios, adquiriendo estos últimos el compromiso de, al menos, mantener dicha calidad, si es que ya se cumple con los valores umbrales que reglamentariamente se establezcan para cada tipo de zona, o de mejorarla hasta dichos valores umbrales, en caso contrario. Se reitera aquí la importancia de que se vincule la retribución de la distribución a la calidad del suministro.

En el siguiente cuadro se recogen los valores del TIEPI no programado (en horas), índice de calidad de servicio utilizado hasta la fecha en las redes de distribución, para las diferentes provincias donde operan las empresas distribuidoras objeto de la fusión, diferenciando, para cada provincia, entre zonas urbanas (U), semiurbanas (S) y rurales (R).

PROVINCIA	ENDESA				IBERDROLA			
ALAVA					0,36	2,37	2,39	0,97
ALBACETE					2,69	3,97	4,89	3,64
ALICANTE					2,75	3,38	3,56	3,13
ALMERÍA	1,37	3,50	4,18	3,20				
ASTURIAS	11,52	3,09	3,85	5,01				
ÁVILA					0,61	0,79	3,20	2,24
BADAJOS	2,62	2,89	4,82	3,00		3,92	7,30	5,25
BALEARES	0,79	1,66	2,89	2,09				
BARCELONA	2,53	3,29	5,75	3,16				
BURGOS	0,00	0,00	7,56	7,56	1,28	1,52	5,83	2,97
CÁCERES					1,21	2,30	4,49	2,67
CÁDIZ	1,48	2,73	2,17	1,94				
CANTABRIA	0,69	3,11	3,38	2,20	0,00	1,56	20,72	2,91
CASTELLÓN	0,00	0,00	12,83	12,83	1,09	3,78	6,79	3,79
CIUDAD REAL							20,78	20,78
CÓRDOBA	2,04	2,86	1,14	2,15				
CUENCA					0,00	2,17	6,01	4,66
GIRONA	3,37	2,58	5,85	3,98				
GRANADA	1,65	2,97	4,57	2,90				
GUADALAJARA					0,18	1,33	6,88	3,38
GUIPUZCOA					1,16	1,44	2,23	1,51
HUELVA	1,60	2,94	5,95	3,05				
HUESCA	0,48	1,32	4,98	2,81				
JAÉN	2,12	2,53	4,54	2,80				
LA RIOJA					0,95	1,33	4,67	2,28
LAS PALMAS	3,29	4,92	6,28	4,36				
LEÓN					0,33	2,49	3,89	1,94
LLEIDA	2,61	3,19	5,75	4,36				
LUGO	0,83	5,97	8,37	4,52				
MADRID					0,80	2,37	3,79	1,34
MÁLAGA	1,36	2,74	6,05	2,39				
MURCIA					2,33	2,98	3,03	2,65
NAVARRA	0,00	0,00	7,63	7,63	0,22	1,45	2,92	1,92
PALENCIA	0,00	3,16	7,19	5,67	0,48	0,82	4,03	2,06
SALAMANCA					0,57	0,95	2,74	1,51
SEGOVIA					0,00	0,00	3,47	3,47
SEVILLA	1,05	3,32	3,11	2,11				
SORIA	0,00	0,75	7,70	5,92	1,36	1,99	5,31	2,85
TARRAGONA	2,15	3,85	6,01	3,98				
TENERIFE	2,28	5,58	4,42	4,19				
TERUEL	0,97	1,43	4,54	3,20	0,00	0,00	2,65	2,65
TOLEDO					1,61	2,70	6,47	3,92
VALENCIA	0,00	0,00	4,90	4,90	1,16	1,34	2,06	1,38
VALLADOLID					1,92	1,76	3,48	2,39
VIZCAYA					1,16	4,64	10,10	3,59
ZAMORA					0,45	1,50	4,89	2,59
ZARAGOZA	0,88	1,49	3,31	1,67	0,00	7,32	5,90	6,76
<b>TOTAL</b>	<b>2,01</b>	<b>3,24</b>	<b>4,83</b>	<b>3,01</b>	<b>1,24</b>	<b>2,48</b>	<b>4,40</b>	<b>2,25</b>

Fuente UNESA

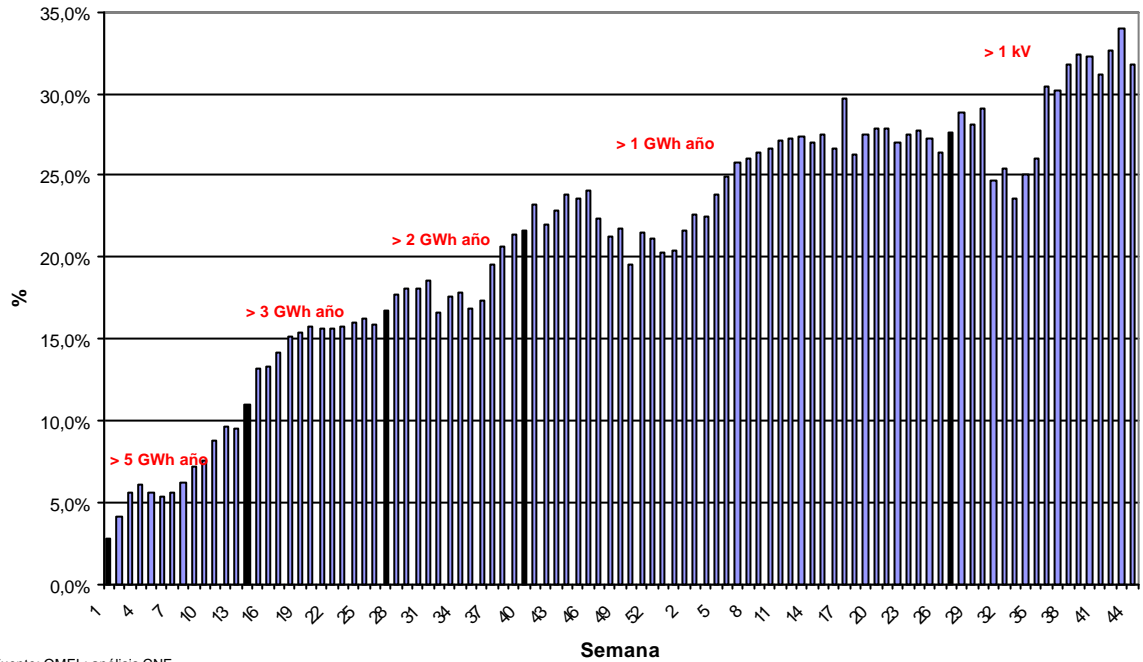
*El Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz considera que la empresa distribuidora resultante, después del proceso de desinversión no debería sobrepasar la cuota del 30 %. Por tanto el plan de desinversión de activos de distribución debería abarcar al menos un 50 % de los costes retribuidos.*

#### **9.4. 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 los primeros seis meses del año 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. El potencial de energía liberalizada en la actualidad, correspondiente a los aproximadamente 65.000 consumidores elegibles, es del 53% del total de la demanda nacional. Con relación a la gráfica (33% del total de demanda adquirida en el mercado por parte de los comercializadores en la actualidad) , es importante saber que no toda la demanda del sistema debe acudir al mercado, ya que los distribuidores adquieren un volumen de energía para sus consumidores a tarifa que tiene descontado las entregas del régimen especial en la zona del distribuidor.

**Compras directas y a través de comercializadores por consumidores  
cualificados internos  
Media Semanal 01/01/99 - 02/11/00**



Fuente: OMEL; análisis CNE

**9.4.1 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>	<b>END</b>	<b>IBL</b>	<b>UEF</b>	<b>HC</b>
G.Endesa Distribución (clientes a tarifa)	31,6%	39,3%			
Endesa Comercialización	7,7%				
Iberdrola Distribución(clientes a tarifa)	33,4%		40,6%		
Iberdrola Comercialización	7,2%				
UEF Distribución(clientes a tarifa)	12,1%			13,9%	
UEF Comercialización	1,8%				
HC Distribución(c. tarifa)	4,2%				4,8%
HC Comercialización	0,6%				
Agentes externos e intercambios(1)	1,4%				

(1) Incluye las compras de comercializadoras para la exportación  
Fuente datos OMEL.

Del análisis de estos valores se puede ver que la agregación de Iberdrola como comprador de energía en el mercado, uniendo las adquisiciones de la distribución y la comercialización tendría una cuota de mercado del 40,6%, y Endesa del 39,3%, frente al 13,9% de Unión Fenosa y el 4,8% de Hidrocarbónico.

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 cada una de las actividades 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	39,1%	43,5%
Iberdrola	41,0%	41,8%
UEF	14,8%	11,0%
HC	5,1%	3,6%
Otros	0,0%	0,1%

Fuente datos OMEL.

El cálculo de los índices de concentración sobre las cuotas de la actividad conjunta de distribución y de comercialización, comparando la situación con

y sin la fusión de las compañías, previo al plan de desinversiones, arroja los siguientes resultados:

	Antes de la fusión	Tras la fusión
HHI	3.409	6.600
C2	80%	94%
C3	94%	99%

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 influenciado 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.

Empresa	Cuota de Distribución por periodo tarifario					
	1	2	3	4	5	6
G. Endesa	40,3%	38,9%	38,6%	39,4%	39,5%	38,9%
Iberdrola	41,6%	42,0%	42,6%	41,3%	42,0%	40,1%
UEF	13,7%	14,5%	14,0%	14,4%	13,6%	15,5%
HC	4,4%	4,6%	4,8%	4,8%	4,8%	5,4%

Fuente OMEL

Empresa	Cuota de Comercialización por periodo tarifario					
	1	2	3	4	5	6
G.Endesa	42,7%	42,1%	43,1%	43,4%	43,0%	44,2%
Iberdrola	42,5%	43,2%	42,9%	42,4%	42,7%	40,8%
UEF	11,0%	10,9%	10,5%	10,7%	10,8%	11,2%
HC	3,8%	3,8%	3,5%	3,5%	3,4%	3,7%
Otros	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%

Fuente OMEL

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, 1999 y los primeros seis meses del año 2000.

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 de junio del año 2000, 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	--	41,0%
Iberdrola	--	41,5%
UEF	--	15,7%
HC	--	1,8%

Fuente Empresas

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 escasez de información sobre el ejercicio de la elegibilidad de los consumidores cualificados.

Como ya se señaló en el informe de la OPA de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico, 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 el máximo 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		(%) sobre clientes potenciales en su zona
	Número	Porcentaje (%)	
G.Endesa	--	43,7%	20%
Iberdrola	--	36,1%	16%
UEF	--	19,5%	24%
HC	--	0,7%	7%

Fuente Empresas

En el caso de Endesa, de un total de ---- consumidores cualificados, permanecen a tarifa ----, lo que representa un porcentaje del 20%. De los -- ---- consumidores elegibles conectados en la red de Iberdrola, ---- permanecen con su suministro a tarifa, lo que supone una cuota del 16%. En el caso de Unión Fenosa de los ----- consumidores elegibles ----



quedan a tarifa, el 24%, mientras que para Hidrocantábrico, de los ---- consumidores elegibles, permanecen a tarifa ---, que representa el 7%.

En la siguiente tabla se presenta la cuota de fidelización de cada empresa comercializadora, representando el porcentaje del número de clientes que ha conseguido fidelizar, con respecto al número de clientes potenciales, habiendo descontado los que han permanecido a tarifa:

Empresa	Grado de fidelización de la comercializadora de los clientes que van a mercado		
	Clientes Potenciales <sup>(1)</sup>	Clientes Fidelizados	Porcentaje (%) Fidelización
G.Endesa	--	--	96,1
Iberdrola	--	--	95,2
UEF	--	--	82,3
HC	--	--	87,1

(1) Son los clientes potenciales descontando los que permanecen a tarifa

Fuente Empresas

Se puede observar que, tanto Iberdrola como Endesa, y en general todas las empresas, han conseguido unas importantes cuotas de fidelización de los clientes elegibles que se encuentran conectados a sus redes y que optan por ir al mercado, de forma que, en concreto Iberdrola y Endesa, han conseguido fidelizar al 95,2 y 96,1 %, respectivamente, de dichos clientes.

En el análisis de cómo ha resultado el desarrollo global de la comercialización hasta el mes de junio de 2000 (recuérdese que con posterioridad, el 1 de julio, se extendió la elegibilidad a todos aquellos consumidores de más de 1 kV, alcanzándose cifras de consumidores de unos 65.000), 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	19%
A mercado con comercializador histórico	76%
A mercado con otro comercializador	5%

Fuente Empresas

Si se comparan estos resultados globales, que tratan de evaluar de forma general la evolución del mercado minorista hasta el mes de junio de 2000, con la evolución de dicho mercado minorista a lo largo de 1999 (a tarifa 25%, a mercado con comercializador histórico 70% y a mercado con otro comercializador 5%), se puede observar que los resultados de la evolución de la actividad de comercialización se ha orientado hacia la tendencia de fidelizar a los consumidores que pasan a ser elegibles, sin que existan avances importantes en el cambio de comercialización. Estos resultados, deben ser tenidos en cuenta a la hora de analizar las repercusiones que pudiera tener una operación de fusión importante en la que una empresa pudiera llegar a tener una cuota de distribución importante.

Por último, es interesante hacer una reflexión también de la importante cuota de adquisición en el mercado que representan las actividades de Iberdola y Endesa y las influencias que puede tener sobre el mercado. En la siguiente tabla se presentan los datos en energía (GWh) de las compras totales netas realizadas por las empresas comercializadoras y distribuidoras.

Empresa eléctrica	Energía (GWh)	END	IBL	UEF	HC
G.Endesa Distribución (clientes a tarifa)	51.209	63.633			
Endesa Comercialización	12.424				
Iberdrola Distribución(clientes a tarifa)	54.183		65.878		
Iberdrola Comercialización	11.695				
UEF Distribución(clientes a tarifa)	19.579			22.527	
UEF Comercialización	2.948				
HC Distribución(c. tarifa)	6.746				
HC Comercialización	999				7.745
Agentes externos e intercambios(1)	2.484				
	162.267				

(1) Incluye las compras de comercializadoras para la exportación  
Fuente datos OMEL

El conjunto de las compras realizadas por las empresas distribuidoras y comercializadoras de Endesa e Iberdrola asciende a la cantidad anual de 129.511 GWh. En la notificación presentada por ambas compañías, señalan que tienen previsto la enajenación de una parte del negocio de distribución peninsular que podría cifrarse en un volumen de más de 25.000 GWh de energía distribuida. Descontando esta cifra del total anteriormente mencionado (por simplicidad no se consideran pérdidas) resulta que la supuesta nueva empresa mantendría unas compras totales netas en el mercado de producción de más de 100.000 GWh, según los datos de 1999. Sin entrar en las valoraciones sobre el número de clientes que esto representa, esta cantidad, que representa un porcentaje del 64% con respecto al total de las compras netas, se considera muy elevado, por las importantes repercusiones que puede tener desde el lado de la demanda en la formación de los precios del mercado, el que un agente tenga tal poder de compra y puedan existir posibles beneficios derivados de ello hacia las otras actividades en competencia realizadas por el grupo empresarial.

#### **9.4.2 Conclusiones**

Si se analiza el mercado potencial de los consumidores elegibles a fecha de junio de 2000, esto es, justo antes de que se produjera el importante cambio en las condiciones de elegibilidad que hace que en la actualidad

haya unos 65.000 consumidores elegibles, la empresa fusionada, sin considerar la desinversión de activos de distribución, tendría un total de --- --- consumidores elegibles conectados a sus redes, frente al total de los --- ---, que se encuentran conectados a las redes de las principales compañías distribuidoras. Es decir, una cuota del 82%.

Como se ha puesto de manifiesto al final del apartado anterior, hasta la fecha, la evolución del desarrollo de la actividad de comercialización a los consumidores que pasan a ser elegibles, ha seguido la tendencia de la fidelización de los consumidores, por parte de los comercializadores que pertenecen al mismo grupo empresarial de la empresa distribuidora donde está conectado el consumidor. Así, analizando el desarrollo del mercado minorista durante el año 1999, de todos los consumidores elegibles, un 25% optaba por permanecer a tarifa, un 5% acudía al mercado y era suministrado por un comercializador diferente del "histórico", y 70% restante resultaba ser suministrado por la empresa comercializadora del mismo grupo empresarial de la distribuidora donde está conectado el cliente. Ampliando el análisis hasta los seis primeros meses del año 2000, los resultados confirman la tendencia a la fidelización de los clientes: se mantiene que solamente el 5% de los clientes han optado por cambiar de comercializador, el número de clientes que opta por permanecer a tarifa disminuye al 19%, y por el contrario aumenta al 76% el porcentaje de los clientes que han optado por acudir al mercado pero manteniendo como comercializadora a la empresa que históricamente les suministraba a tarifa.

Como ya se puso de manifiesto en el informe que esta Comisión realizó acerca de la OPA de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico, *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.*

Ahora bien, también es cierto que la falta del desarrollo regulatorio de algunos aspectos de la actividad de comercialización, y en particular la clara separación de las actividades de distribución y comercialización, son una barrera de entrada para el desarrollo de la comercialización independiente. Así, aspectos como la falta de unos procedimientos de acceso del comercializador a la red del distribuidor para la instalación de los equipos de medida del cliente y el distinto tratamiento que se pueda estar dando a la medida de un consumo si el comercializador es el perteneciente al mismo grupo que el distribuidor u otro diferente, la falta de regulación sobre la calidad del suministro y el desconocimiento o mala información transmitida al consumidor sobre las consecuencias que puede tener de empeoramiento de la calidad si cambia de suministrador, etc., son cuestiones que inclinan la balanza a favor de la empresa distribuidora o del comercializador empresarialmente ligado a ella al ejercer la actividad de comercialización.

También hay que considerar al valorar el escaso desarrollo de la comercialización independiente, la carencia actual que tienen estos comercializadores de medios de generación propios que les permitan cubrir el riesgo que les supone depender del precio del mercado para sus adquisiciones de energía, así como el impedimento que han tenido hasta la promulgación del Real Decreto 6/2000, de formalizar contratos bilaterales físicos con agentes generadores.

De todos estos aspectos, se quiere destacar con especial relevancia, sobre todo debido a los resultados tan importantes sobre la tendencia a la fidelización de los clientes, el asunto de la asimetría en la información acerca de los clientes, que está en poder del suministrador histórico, y es difícilmente accesible por sus competidores. Esta Comisión ha manifestado

en numerosas ocasiones, que de cara a favorecer la competencia en el segmento del mercado de la comercialización de energía eléctrica al consumidor elegible, se debería mejorar la transparencia en la información de datos de los clientes, eso sí, siempre respetando la confidencialidad y la protección de los datos que desee el propio consumidor, para que los suministradores históricos no gocen de información privilegiada.

En definitiva, se considera que estos resultados de cómo ha evolucionado el desarrollo de la actividad de comercialización, y la importancia del hecho de que las empresas distribuidoras que históricamente suministraban a los clientes, tienden a fidelizar dentro de su mismo grupo empresarial a los consumidores que salen al mercado, debe ser considerado con especial atención al valorar la configuración que se pretenda y el plan de desinversión de activos de la actividad de distribución de generación.

Por último, es interesante hacer una reflexión también de la importante cuota de adquisición de energía en el mercado de producción por parte de las empresas distribuidoras y comercializadoras, que mantendría la supuesta empresa fusionada, aún contemplando la enajenación de los 25.000 GWh de energía distribuida que prevén en la notificación presentada. La unión de Endesa e Iberdrola mantendría una cuota total del 64% de las adquisiciones en el mercado, resultando con ello un agente con un gran poder de compra que puede llegar a tener una gran influencia en la formación de precios del mercado desde el lado de la demanda.

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

Se presenta a continuación un análisis de la participación de las empresas notificantes en el régimen especial de producción, con objeto de conocer la posición de la empresa en proyecto de fusión en cada uno de los segmentos que constituyen la producción en régimen especial.

Se ha tenido en cuenta en el análisis, en comparación con el informe que hizo esta Comisión sobre la operación de adquisición de UF sobre HC, las modificaciones que introdujo el Real Decreto Ley 6/2000, respecto a las obligaciones de determinadas instalaciones del régimen especial de ofertar en el mercado de producción. No obstante, se considera que esta modificación es poco significativa ya que solamente afecta a 447 MW de potencia instalada a fecha de 31 de diciembre de 1999, de un total de 7.118 MW que pertenecen al régimen especial peninsular.

Sin perjuicio de lo anterior, dicho Real Decreto Ley establece además incentivos diferenciados a la cogeneración para ofertar en el mercado eléctrico y en su artículo 17.5, abre también la puerta a que se extiendan estos incentivos a las energías renovables. Actualmente no se conocen ni el mecanismo para realizar las ofertas ni los incentivos que se van a establecer, tampoco si estos incentivos van a ser globales o individualizados por tecnologías, cuyo resultado sería una segmentación indirecta del mercado de producción del régimen especial.

No obstante, en tanto esta posibilidad no se desarrolle, a corto plazo la producción en régimen especial se ha de considerar como una actividad regulada, tal como se ha señalado en otros apartados del presente informe.

El análisis de participaciones se realiza a partir de varias fuentes, como son la información que las empresas suministran a la CNE en el marco de las liquidaciones de actividades reguladas, el resultado de una solicitud de

información realizada a las grandes empresas eléctricas a finales del pasado año, con el fin de conocer su participación en el citado régimen especial, así como la información, con datos a 31.12.99, que ha sido remitida por Endesa e Iberdrola con ocasión de la proyectada fusión.

### 9.5.1 Participación de las empresas en proyecto de fusión

La participación de las empresas en proyecto de fusión en las instalaciones de producción en régimen especial situadas en la península y las islas es la siguiente:

<b>Potencia instalaciones de Régimen Especial a 31/12/99</b>				
	Instalaciones de R.E. en las que las EE.EE participan parcial o totalmente MW (*) (1)	(1) / (2) (%)	R.E. propiedad equivalente de END e IB MW (3)	(3) / (2) (%)
END Peninsular	1.342	19%	576	8%
IB Peninsular	804	11%	326	5%
<b>END+IB Peninsular</b>	<b>2.146</b>	<b>30%</b>	<b>902</b>	<b>13%</b>
<b>R.E. Total Peninsular (2)</b>	<b>7.118</b>		<b>7.118</b>	
END Extrapeninsular	114	62%	59	32%
IB Extrapeninsular	34	18%	7	4%
<b>END + IB Extrapeninsular</b>	<b>148</b>	<b>81%</b>	<b>66</b>	<b>36%</b>
<b>R.E. Total Extra Peninsular (2)</b>	<b>183</b>		<b>183</b>	
<b>END+IB Total</b>	<b>2.294</b>	<b>31%</b>	<b>967</b>	<b>13%</b>
<b>R.E. Total (2)</b>	<b>7.301</b>		<b>7.301</b>	

(\*) Potencia total de la instalación participada, independiente de la cuota de participación. Las empresas en proyecto de fusión tienen participaciones variables en las instalaciones en régimen especial en las que participan, predominado las participaciones superiores al 35% (en 72% de los casos).



<b>Energía vertida instalaciones de Régimen Especial 1999</b>				
	Instalaciones de R.E. en las que las EE.EE participan parcial o totalmente GWh (*) (1)	(1) / (2) (%)	R.E. propiedad equivalente de END e IB GWh (3)	(3)/ (2) (%)
END Peninsular	6.051	25%	2.386	10%
IB Peninsular	2.100	9%	921	4%
<b>END+IB Peninsular</b>	<b>8.151</b>	<b>34%</b>	<b>3.306</b>	<b>14%</b>
<b>R.E. Total Peninsular (2)</b>	<b>24.301</b>		<b>24.301</b>	
END Extrapeninsular	555	75%	277	38%
IB Extrapeninsular	138	19%	28	4%
<b>END + IB Extrapeninsular</b>	<b>693</b>	<b>94%</b>	<b>304</b>	<b>42%</b>
<b>R.E. Total Extra Peninsular (2)</b>	<b>737</b>		<b>737</b>	
<b>END+IB Total</b>	<b>8.844</b>	<b>35%</b>	<b>3.611</b>	<b>14%</b>
<b>R.E. Total (2)</b>	<b>25.038</b>		<b>25.038</b>	

(\*) Energía total de la instalación participada, independiente de la cuota de participación.

Fuente: Información remitida por las empresas eléctricas a la Comisión sobre sus participaciones accionariales en sociedades propietarias de instalaciones en régimen especial, a fecha de 30 de junio de 1999, actualizada con la Memoria anual 1999 de ENDESA e IBERDROLA y con la información remitida a esta Comisión con objeto del análisis de la fusión ENDESA e IBERDROLA

Las empresas en proyecto de fusión participan con mayor o menor presencia en el 31% de las instalaciones en régimen especial, lo que es equivalente a poseer una cuota del 13% de la potencia instalada. Asimismo, revierte en las empresas en proyecto de fusión aproximadamente el 14% del total de los ingresos de la producción en régimen especial.

Iberdrola tiene una participación del 50% en una instalación de cogeneración de 52 MW, que con la nueva regulación estaría obligada a acudir al mercado de producción, presencia que se ha tenido en cuenta a efecto de determinar la cuota de mercado de la empresa.

Por otra parte, la presencia media anterior del 31% puede desglosarse por tecnologías de producción en régimen especial de la forma siguiente:

<b>(*) POTENCIA INSTALACIONES DE R.E. A 31/12/99 EN LAS QUE TIENEN PARTICIPACIÓN DIRECTA o INDIRECTA ENDESAE IBERDROLA</b>								
<b>MW</b>	<b>Cogeneración</b>	<b>Solar</b>	<b>Eólica</b>	<b>Hidráulica P&lt;=10 MW</b>	<b>Hidráulica P&gt;10</b>	<b>Biomasa</b>	<b>Residuos</b>	<b>TOTAL</b>
END	754	1	398	55	130	15	102	<b>1.456</b>
IB	161	0,1	541	102			34	<b>838</b>
END+IB (1)	915	1	939	157	130	15	136	<b>2.294</b>
<b>Total R.E.(2)</b>	<b>4.185</b>	<b>1</b>	<b>1.440</b>	<b>909</b>	<b>371</b>	<b>67</b>	<b>327</b>	<b>7.301</b>
<b>(1)/(2)</b>	<b>22%</b>	<b>100%</b>	<b>64%</b>	<b>17%</b>	<b>35%</b>	<b>23%</b>	<b>41%</b>	<b>31%</b>

<b>Nº Instalaciones</b>								
END	71	3	40	31	8	2	6	<b>161</b>
IB	16	2	23	45			1	<b>86</b>
END+IB (1)	87	5	63	76	8	2	7	<b>247</b>
<b>Total R.E.(2)</b>	<b>650</b>	<b>5</b>	<b>116</b>	<b>706</b>	<b>18</b>	<b>14</b>	<b>25</b>	<b>1.534</b>
<b>(1)/(2)</b>	<b>13%</b>	<b>100%</b>	<b>53%</b>	<b>11%</b>	<b>44%</b>	<b>14%</b>	<b>28%</b>	<b>16%</b>

(\*) Potencia total de la instalación participada, independiente de la cuota de participación. Las empresas en proyecto de fusión tienen participaciones variables en las instalaciones en régimen especial en las que participan, predominado las participaciones superiores al 35% (en 72% de los casos).

De los cuadros anteriores cabe destacar la fuerte presencia de la empresa fusionada en la tecnología de generación eólica (está presente en el 64% de la potencia total, con una participación accionarial media del 43%), sin perjuicio de su participación prácticamente total en la tecnología fotovoltaica, que en estos momentos es marginal.

Precisamente la tecnología eólica es la única con perspectivas de desarrollo relevante en la producción de electricidad en base a energías renovables, tal y como señala el Plan de Fomento de las Energías Renovables aprobado por el Gobierno en Diciembre de 1999 (incremento de 8.140 MW de origen eólico hasta el año 2010).

## **9.5.2 Análisis por empresas**

### **9.5.2.1 ENDESA**

En enero de 1998, Endesa constituyó su filial al 100% Endesa Diversificación,S.A., con el objetivo de liderar, a través de ella, la construcción del proyecto diversificador del Grupo en cuatro líneas de negocio: Telecomunicaciones, Distribución de Gas, Agua y Energías renovables y Cogeneración (Endesa Cogeneración y Renovables). Esta compañía incorporó, además de las participaciones que ya poseía, las actividades de diversificación de las compañías eléctricas absorbidas (Fecsa, Enher, Sevillana, ERZ, Gesa, Unelco y Viesgo). Endesa Diversificación realizó durante el ejercicio 1999 una ampliación de capital no dineraria en Endesa Cogeneración y Renovables aportándole activos por importe de 20.143 millones de pesetas alcanzando una potencia bruta de 1.400 MW.

Endesa Cogeneración y Renovables tiene un plan de inversiones por importe de 72.000 millones de pesetas en los próximos cinco años y la instalación de 2.500 MW nuevos, apostando fuertemente por las energías renovables y los mercados internacionales. Destaca la importancia creciente de la energía eólica, habiéndose puesto en explotación durante 1999 siete nuevos parques eólicos y habiéndose iniciado 10 proyectos.

Por su parte, Made Tecnologías Renovables, filial al 100 por ciento de Endesa Diversificación, se dedica a la fabricación de aerogeneradores y colectores solares y a la producción de torres metálicas. Durante 1999, Made vendió 242 nuevos aerogeneradores, con una potencia de 147 MW que, acumulada a la ya instalada, alcanza una cifra de 961 aerogeneradores, equivalentes a una potencia de 373 MW. El 8% de la potencia de los parques que se encontraban en construcción en 1999

corresponde a esta empresa. Actualmente Made cuenta con dos modelos de aerogeneradores en el mercado: el AE32 de 330 kW y el AE-46/I de 660 kW y durante 1999 ha desarrollado dos nuevos aerogeneradores: el AE-61 de 1.320 kW de paso fijo y el AE-52 de 800 kW de paso y velocidad variables.

[Informe anual 1999 ENDESA].

### **9.5.2.2 IBERDROLA S.A.**

Iberdrola Diversificación, antigua UIPICSA, es la sociedad cabecera de las actividades de diversificación del Grupo Iberdrola. Ésta se encuentra estructurada en cinco unidades de negocio: Energía, inmobiliaria Apex-2000, Servicios y Telecomunicaciones y Corporación IBV.

La división de Energía se dedica a la construcción y explotación de parques eólicos y de plantas de cogeneración en régimen especial y a la construcción, rehabilitación y explotación de minicentrales hidráulicas. La potencia total instalada del parque de generación de esta unidad, asciende a unos 800 MW.

La Corporación IBV, participada al 50% entre Iberdrola y el Banco BBVA, ha destacado por el desarrollo de un el número de proyectos en el campo eólico a través de su empresa GAMESA. Esta empresa desarrolla su actividad a través de:

- ✓ GAMESA Energía, dedicada a la promoción, construcción y explotación de parques eólicos. Tiene actualmente 3 parques en construcción y 225 emplazamientos en estudio.
- ✓ GAMESA Eólica, dedicada a la fabricación de aerogeneradores y la prestación de servicios especializados. Aplicando la tecnología de su socio danés Vestas, es uno de los principales fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial. En 1999 logró la cuota del 57% de la potencia eólica instalada en España y alcanzó el tercer puesto mundial en fabricación de

aerogeneradores. Actualmente sus instalaciones (tres plantas de ensamblaje de aerogeneradores y siete plantas de fabricación) le permiten atender la fabricación de 1.550 aerogeneradores al año (1.050 MW de potencia).

- ✓ GAMESA SERVICIOS desarrolla actividades de construcción, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas, especialmente eólicas.

[Informe anual 1999 IBERDROLA].

### **9.5.3 Mercado de la tecnología eólica**

A continuación se analiza la influencia actual y futura de la empresa fusionada en el mercado de la tecnología eólica en nuestro país y en la posible posición de dominio en un futuro mercado de certificados verdes. Se presenta la información de la doble presencia de Endesa e Iberdrola en las actividades de fabricación y mantenimiento de aerogeneradores y en la actividad de producción de energía eléctrica de origen eólico.

#### **ENDESA**

Tecnólogo: Made Tecnologías Renovables

Productores de energía eólica:

	MW	Nº INSTALACIONES
ENDESA DIVERSIFICACION	210	26
ENDESACOGENERACION Y RENOVABLES	28	2
ENERGIAS RENOVABLES	117	9
NUEVAS INICIATIVAS ENERGETICAS	43	2
MADE TECNOLOGÍAS RENOVABLES	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>398</b>	<b>40</b>

## **IBERDROLA**

Tecnólogo: Gamesa Energía, Eólica y Servicios

Productores de energía eólica:

	MW	Nº INSTALACIONES
IB ENERGIA	455	19
GAMESA	87	4
<b>TOTAL</b>	<b>541</b>	<b>23</b>

Existe pues una presencia de las empresas en proyecto de fusión en las actividades de fabricación de aerogeneradores y mantenimiento de los mismos, así como en la actividad de producción de energía eléctrica de origen eólico.

Por ello, se puede afirmar que existe una integración vertical de la empresa fusionada en el área eólica. La empresa fusionada tendría una presencia aproximada del 65% en la fase de fabricación y mantenimiento de equipos y una presencia en el 64% de la potencia total instalada en parques eólicos (en los que tiene una participación accionarial media del 43%).

Esta posición, además, viene reforzada por el ejercicio de la actividad de distribución.

### **9.5.4 Conclusiones**

En base a todo lo anterior, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- ✓ Las empresas en proyecto de fusión participan con mayor o menor presencia en el 31% de las instalaciones en régimen especial, lo que es equivalente a poseer una cuota del 13% de la potencia instalada. Asimismo, revierte en las empresas en proyecto de fusión

aproximadamente un 14% del total de los ingresos de la producción en régimen especial.

- ✓ Iberdrola tiene una participación del 50% en una instalación de cogeneración de 52 MW, que con la nueva regulación estaría obligada a acudir al mercado de producción, presencia que se ha tenido en cuenta efectos de determinar la cuota de mercado de la empresa.
- ✓ La empresa fusionada tendría una participación moderada en las distintas tecnologías de producción en régimen especial, con excepción de las tecnologías solar fotovoltaica y la eólica. La primera tiene una importancia marginal a corto y medio plazo. Sin embargo, la segunda, es la tecnología renovable con más perspectivas de desarrollo en la producción de electricidad, tal y como señala el Plan de Fomento de las Energías Renovables aprobado por el Gobierno en Diciembre de 1999 (incremento de 8.140 MW de potencia eólica hasta el año 2010).
- ✓ Existe una fuerte integración vertical de la previsible empresa fusionada en el área eólica que deberá supervisarse, sobre todo en un futuro si se pone en marcha un mercado de certificados verdes, ya que la misma tendría una presencia del 65% en la fase de fabricación y mantenimiento de equipos, y una presencia en el 64% de la potencia eólica total instalada (en cuyos parques tiene una participación accionarial media del 43%). Esta integración viene reforzada por el ejercicio simultáneo de la actividad de distribución por el mismo grupo empresarial.
- ✓ Finalmente, la CNE reitera la necesidad de que se aborde una revisión general sobre el actual sistema de incentivación del régimen especial, esencialmente que introduzca mecanismos de mercado y evite que promociones técnicamente ineficientes puedan ser viabilizadas a través de una inadecuada normativa retributiva.

## **10. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE INTEGRACIÓN VERTICAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

### **10.1. SOBRE LA ESTRUCTURA EMPRESARIAL PREVISTA POR LA EMPRESA FUSIONADA.**

En la actualidad, las cuatro grandes empresas del sector ya han dado cumplimiento al requerimiento de la Ley 54/1997 de separar sus negocios regulados y no regulados, aunque dos de ellos (Unión Fenosa e IBERDROLA) no han optado por crear filiales independientes de comercialización, como sí han hecho ENDESA e HIDROCANTÁBRICO.

En ese sentido es positivo que las empresas notificantes se comprometan a mantener una separación jurídica similar a la que ha adoptado en la actualidad ENDESA.

Esto permitirá mejorar las labores de supervisión de las diferentes actividades que realice la nueva empresa fusionada. En particular es extremadamente útil que una misma filial no ejerza de forma integrada las actividades de generación y de comercialización, ya que esto 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.



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

Sin perjuicio de que la problemática general descrita en capítulos anteriores sobre la integración vertical entre las distintas actividades puede concretarse en las actuaciones que realice la empresa fusionada, existen otras ciertas relaciones indirectas entre las actividades reguladas y las competitivas, que también rompen, en cierta medida, la desintegración vertical que persigue la normativa eléctrica.

### ***10.2.1 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 los posibles incentivos perversos que pueden gestionarse para provocar subidas de precio a través de compras en el mercado diario superiores a las necesarias, convendría dar un ejemplo. Supóngase que una distribuidora estima una demanda X. Esta misma demanda es

estimada por los agentes que actúan en actividades en competencia, por ejemplo un comercializador no ligado al grupo empresarial. La distribuidora puede comunicar a su comercializadora asociada que va a realizar una oferta de compra en el mercado de  $X + \Delta X$  que puede inducir una fuerte subida de precios en el mercado en relación a la prevista. El citado comercializador no acudirá a la sesión del mercado diario, en la que los comercializadores competidores se verán sorprendidos por la subida del precio. El perjuicio para el distribuidor será que debe vender en el mercado intradiario  $\Delta X$  a un precio que seguramente sea inferior, ya que el intradiario tendrá sobreoferta; sin embargo su comercializador asociado se beneficiará de dicha sobreoferta y podrá comprar más barato que lo que hicieron sus rivales. Al mismo tiempo, el generador asociado ha visto incrementado su precio de venta en el mercado, pero no solo para una cantidad de energía marginal sino para toda su generación casada. Una técnica simétrica a la anterior podría darse si el distribuidor manipula a la baja su demanda y se lo comunica a su generador asociado. En ese sentido los competidores en generación se ven sorprendidos por una bajada del precio que puede llevarles a no salir despachados, porque hubiesen establecido en sus ofertas unas determinadas condiciones complejas, o a salir despachados con un precio mucho menor que el previsto. Si el generador ligado a la distribución dispone de la información de que en el mercado intradiario “aflorará” un volumen de demanda importante, realizará sus ofertas contando con ello.

El mismo efecto descrito anteriormente se puede realizar por parte de una comercializadora que dispone de un gran poder de compra.

Con estos ejemplos sencillos se ve que en empresas verticalmente integradas no solo se puede manipular el precio del mercado mediante retiradas de capacidad sino también a través de incrementos especulativos de la demanda del grupo empresarial.

Con relación a los débiles incentivos establecidos en el reconocimiento del coste de la energía a las distribuidoras, ha podido demostrarse que las empresas más pequeñas (HC y UF) son las que mejor han gestionado los incentivos establecidos a “comprar bien” en el mercado. Esto podría estar motivado, por ejemplo, porque la ganancia marginal para los grandes agentes no compensase 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, el tamaño propuesto para su futura distribución por las empresas notificantes produciría una peor previsión.

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 o de comercialización.

### **10.2.2 Efectos de los CTC**

Todo lo referente a los Costes de Transición a la Competencia se desarrolla con mayor detalle en un apartado específico del presente informe. No obstante debe señalarse, para su análisis en fases más avanzadas de la operación de fusión, que 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, y en la medida en

que se vaya reduciendo la energía a tarifa, 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).

### **10.2.3 Puntos de medida**

Aunque ya se ha descrito en capítulos anteriores de manera general, un aspecto a analizar en la nueva empresa fusionada que tiene que ver con la integración vertical, esencialmente entre las funciones de distribución y comercialización, es sobre 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 por Red Eléctrica de España, S.A., sobre la situación a 23 de octubre de 2000 (ver cuadro siguiente), se puede concluir que la actuación de Iberdrola en la implantación del RD de puntos de medida ha sido tal que, de los equipos a instalar por la comercializadora, solamente se ha llevado a cabo el 25% de los mismos. Por su parte, la comercializadora de Endesa tiene un grado de instalación de equipos del 86%.

<b>Estado de instalación de contadores/registradores</b>					
<b>Empresa</b>		<b>Grado de avance</b>		<b>Terminación prevista</b>	
		<b>Tipo 1</b>	<b>Tipo 2</b>	<b>Tipo 1</b>	<b>Tipo 2</b>
Hidrocantábrico	Generación	100%	100%		
Hidrocantábrico	Distribución	100%	100%		
Hidrocantábrico	Energía	85%	50%	Año 2000	1er Trim. 2001
U.Fenosa	Generación				
	Térmicas	100%	100%		
	Resto	100%	60%		Año 2000
U.Fenosa	Distribución	100%	Sin datos		Año 2000
U. Fenosa	Energía	50%	Sin datos	Año 2000	jul-00
Iberdrola	Generación	100%	50%		Año 2000
Iberdrola	Distribución				
	Puntos Distribución-Transporte	100%	100%		
	Puntos Distribución-Distribución	90%	90%	Año 2000	Año 2000
Iberdrola	Comercialización	25%	25%	Año 2000	Año 2001
Endesa	Generación	100%	100%		
Endesa	Distribución				
	Puntos Distribución-Transporte	100%	100%		
	Puntos Distribución-Distribución	90%	90%	Año 2001	Año 2001
Endesa	Energía	86%	86%	Año 2000	Año 2000
Autoproductores		Sin datos	Sin datos	Sin datos	Sin datos
Otros Distribuidores		Sin datos	Sin datos	Sin datos	Sin datos

Nota: Los tipo 1 y tipo 2 se corresponden con la clasificación de los puntos de medida según el Reglamento  
Fuente REE

Sin perjuicio de los posibles expedientes sancionadores que se pudieran establecer por el incumplimiento de lo establecido en la normativa vigente sobre equipos de medida, la relevancia de la operación de fusión no podrá invocarse para no cumplir con los plazos previstos para la adecuación de los puntos de medida.

Es cierto que, fruto de la operación de concentración y de la transferencia de activos, se modificarán las fronteras entre empresas y que ello obligará a la sustitución, en unos casos, e instalación en otros, de equipos de medida.

Sin embargo, continuar con un sistema que hasta la fecha (casi tres años) no ha conseguido medir con las calidades y plazos que un mercado mayorista requiere, no sería justificable. Por ello, en la concreción de la operación deben preverse las dotaciones adecuadas para que la medición no represente un problema.

#### **10.2.4 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%. Las empresas notificantes de la Operación prevén cumplir tal limitación y desprenderse del 1.42% que la empresa fusionada tendría por encima del citado 10%. Dicha operación deberá realizarse a la mayor brevedad posible una vez efectuada la inscripción de la escritura de fusión.

Sin perjuicio del necesario cumplimiento de lo establecido en las limitaciones establecidas en la Ley del Sector, sería conveniente que ninguna empresa con activos de generación pudiese tener una participación significativa en el capital de OMEL ni en sus órganos de Gobierno mientras esta compañía realice la gestión económica del mercado de producción organizado. Esta Comisión considera que, tal como se puede observar en otras experiencias internacionales, si se permite tener cuantas opciones de mercado organizados no reguladas se deseen - lo que implicaría una modificación legal - no existiría ningún problema a que la participación en OMEL fuese libre, pudiéndose eliminar la condición a que hace mención este apartado.

Sería conveniente que el Gobierno estableciese la aplicación de la limitación genérica introducida por el artículo 34 del RD Ley 6/2000, reduciendo la participación máxima en OMEL hasta cifras que no representen una posición relevante en la compañía (por ejemplo, un máximo del 3%), derogando la actual limitación del 10% que, aunque impuesta en una norma previa al citado Real Decreto Ley, estaba incluida en una norma de carácter sectorial (la Ley del Sector Eléctrico).

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

IBERDROLA y ENDESA 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 la operación se debería enajenar la participación en REE que exceda de la permitida por la normativa vigente. Así han comunicado que lo harán las empresas notificantes. Dicha operación deberá realizarse a la mayor brevedad posible una vez efectuada la inscripción de la escritura de fusión.

Sin perjuicio del necesario cumplimiento de lo establecido en las limitaciones establecidas en la Ley del Sector, sería conveniente que ninguna empresa con activos de generación pudiese tener una participación significativa en el capital de REE ni en sus órganos de Gobierno. La CNE considera que, a diferencia de lo comentado para OMEL, esta limitación debe permanecer siempre que las funciones de Operador del Sistema sean realizadas por REE. En este sentido, el Operador del Sistema siempre será único, ya que sólo de manera centralizada puede garantizarse la seguridad del sistema, no siendo posible, al contrario de lo que ocurre con los mercados suficientemente alejados del tiempo real, que la operación del sistema pueda otorgarse a las fuerzas del mercado. Además de lo anterior, y tal como se ha comentado en apartados anteriores, también existe comunión de intereses entre las actividades de transporte y generación, que pueden derivar en incentivos perversos en contra de la competencia, por lo que sería conveniente que ninguna generadora pudiese participar en el transportista.

En ese sentido, sería conveniente que el Gobierno estableciese la aplicación de la limitación genérica introducida por el artículo 34 del RD Ley

6/2000, reduciendo la participación máxima en REE de agentes del mercado hasta cifras que no representen una posición relevante en la compañía (por ejemplo, un máximo del 3%, incluso un 0%), derogando la actual limitación del 10% que, aunque impuesta en una norma previa al citado Real Decreto Ley, estaba incluida en una norma de carácter sectorial (la Ley del Sector Eléctrico).



## **11. LA OPERACIÓN Y LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA**

### **11.1. LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA (CTC'S) EN ESPAÑA**

#### ***11.1.1 Origen y método de determinación de los CTC's***

El cambio regulatorio llevado a cabo en el sector eléctrico de nuestro país el 1 de enero de 1998 supuso un cambio profundo de la regulación tradicional tutelada por el Estado pasando a una regulación basada en la iniciativa empresarial y en la competencia. Este cambio fue el argumento utilizado para el reconocimiento de unos determinados costes de transición a la competencia (CTC's) a las empresas eléctricas, fundamentado en dos motivos:

- ✓ En el nuevo marco regulatorio se establece que la retribución de las centrales de generación se hará en función de los precios del mercado, y no en base a los costes estándares que para cada una de ellas reconocía el régimen regulatorio anterior. En tanto en cuanto los nuevos precios estén por debajo de los estándares, aparecerán CTC's.
- ✓ Existencia de un acuerdo entre empresas y el entonces Ministerio de Industria para mantener el equilibrio financiero de las mismas.

Sin necesidad de analizar la bondad de la metodología adoptada para la determinación de los CTC's, que en estos momentos se encuentra en proceso de análisis por los servicios de la Comisión de la Unión Europea, sí conviene resaltar que el procedimiento de cálculo empleado parte, básicamente, del concepto de grupo de generación eléctrica, sobre el que

precisamente el marco regulatorio anterior reconocía unos costes estándares.

Los CTC's se determinaron para cada grupo generador como el valor actual neto, durante un periodo de tiempo determinado, del flujo diferencia entre dos previsiones de ingresos: la proveniente de la regulación anterior y la proveniente del nuevo modelo de mercado.

Una vez que se determinaron estos importes brutos para cada grupo generador, en la inmensa mayoría positivos, se añadieron unas partidas en concepto de inversiones extraordinarias, homogeneización nuclear y periodificaciones de 1997. A la suma total resultante de 2,5 billones de PTA se le afectó de un factor de eficiencia del 32,5 % resultando finalmente el importe neto de 1,69 billones PTA. Al añadir a esta cantidad, los incentivos previstos en cada una de las centrales al consumo de carbón nacional de 0,29 billones PTA, se obtuvieron los 1,98 billones PTA.

Esta última cantidad se estableció inicialmente como máxima, regulándose un reparto de la misma por empresas en función de unos porcentajes que se establecieron en el desarrollo reglamentario.

### **11.1.2 El marco regulatorio de los CTC's**

La DT 6ª de la Ley 54/97, de 27 de noviembre de 1997, del Sector Eléctrico, en su primera redacción estableció el derecho a que las sociedades titulares de instalaciones de producción incluidas en el MLE, a percibir, durante un plazo máximo de 10 años, las cantidades resultantes de la diferencia entre los ingresos netos anuales por venta de electricidad y la retribución anual de las actividades reguladas, a cuenta de una cantidad máxima de 1.988.561 MPTA a 31 de diciembre de 1997 que se reconoció a las empresas en concepto de CTC, incluyendo en dicho valor máximo los incentivos al carbón autóctono. También se introdujo una cláusula de

salvaguarda durante el periodo transitorio, consistente en deducir de la citada cantidad máxima los importes obtenidos en el mercado correspondientes a precios superiores a 6 PTA/kWh.

El RD 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución, comercialización a tarifa, de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, desarrolló la DT 6ª anterior. El RD estableció el mismo importe máximo de 1.988.561 MPTA, que incluía 295.276 MPTA correspondientes al incentivo al consumo de carbón autóctono, desarrolló la metodología de percepción de los CTC's como la diferencia entre los ingresos netos anuales por venta de electricidad y la retribución anual de las actividades reguladas, y determinó la cláusula de salvaguarda de las 6 PTA/kWh, aplicada año a año y empresa a empresa. En su anexo III fijó unos porcentajes para cada empresa, a fin de que fueran empleados para el reparto de los CTC's, correspondiendo al conjunto del grupo Endesa e Iberdrola un 78,30 % del total de CTC's anuales.

No obstante la regulación de la liquidación de los CTC's por diferencias entre los ingresos netos anuales por venta de electricidad y la retribución anual de las actividades reguladas fue modificada a partir de 1999. El artículo 107 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, modificó la redacción de la mencionada DT 6ª , separando los CTC's pendientes de pago a 31.12.98 distintos a los incentivos al carbón, en dos partes: a) el 20 % para ser adjudicado anualmente por el método de las diferencias, y b) el 80% restante, que se dividió también en dos partes:

b1.- 20% correspondiente a una quita o reducción de la cifra máxima de CTC's.

b2.- 80% que se pasaba a otorgar en base a un recargo del 4,5% de la facturación de electricidad a los consumidores.

Se mantuvo la cláusula de salvaguarda de las 6 PTA/kWh para los CTC's por diferencia y se introdujo el requerimiento, también de salvaguarda, de limitación de los CTC's cobrados vía 4,5% hasta el año 2007, señalando que éstos, globalmente, no podrán contabilizar una cantidad superior a la que hubiera resultado de aplicar el método de las diferencias. La Ley no ha previsto la aplicación de esta última cláusula más allá del año 2007, aunque este recargo tenga que perdurar más tiempo hasta recaudar la cantidad comprometida.

### **11.1.3 La liquidación de los CTC's**

Durante los años 1998 y 1999 se liquidaron 229.246 MPTA98 y 156.313 MPTA99, respectivamente, en concepto de CTC's incluidos los incentivos al carbón. En b que se lleva de año 2000 únicamente se han liquidado CTC's vía cuota 4,5%, al existir un déficit en las liquidaciones de actividades y costes regulados, fundamentalmente como consecuencia de un precio de mercado muy superior al inicialmente previsto de 6 PTA/kWh, no habiéndose liquidado hasta el momento CTC's al carbón y por diferencias.

En el cuadro siguiente se especifican, por empresas, las cantidades liquidadas y las cantidades pendientes de liquidación.

Dado que las actualizaciones de las cantidades pendientes se realizan al final de año, coexisten en la citada tabla cantidades en pesetas 99 con cantidades en pesetas corrientes a septiembre 2000. En dicha tabla no se han considerado las cantidades de CTC cobradas en concepto de primas al consumo de carbón autóctono o por compensación del stock a la entrada en vigor del nuevo modelo.

Como resumen de las cifras principales (provisionales) para todo el sector, cabe señalar:

- Año 98 (en PTA99): Se cobraron 129.097 MPTA, correspondiendo 89.473 MPTA a la asignación general, 22.369 MPTA a la asignación específica y 18.155 MPTA a los excesos cobrados por encima de las 6 PTA/kWh.
- Año 99 (en PTA99): Se cobraron 145.612 MPTA, correspondiendo 13.915 a la asignación general, 3.479 MPTA a la asignación específica, 93.493 MPA a la cuota del 4,5% y 34.725 MPTA a los excesos cobrados por encima de las 6 PTA/kWh
- Año 2000 (en PTA 2000): Se llevan cobrados hasta el 30 de septiembre 0 MPTA por asignación general y específica, 51.546 MPTA por la cuota del 4,5%, 71.043 por exceso cobrado por encima de las 6 PTA/kWh, habiéndose producido un déficit que ha sido financiado por las empresas de 35.277 MPTA. Todo ello hace que durante el año 2000 las empresas hayan recaudado 87.312 MPTA. Cabe señalar que recientemente se ha publicado una Resolución del Ministerio de Economía sobre la forma de calcular los excesos sobre seis pesetas de ENDESA, una vez fusionadas todas las empresas de generación del grupo empresarial, estando pendiente de aclaración la fecha de aplicación de la misma, lo que podrá modificar a la baja las cantidades reseñadas a ENDESA por este concepto.
- La cantidad pendiente de cobro a 31/12/99 (PTA99) era de 1.268.690 MPTA y las cantidades cobradas a 31/12/99 (PTA99) eran 275.709.
- Para tener una estimación de las cantidades totales a fecha actual (30/09/00), se supone como actualizador  $(1 + ((\text{MIBOR a 3 meses}) * 9/12)) = 1 + 0,05 * 9/12 = 1,0375$ .

- Las cantidades pendientes de cobro a 30/09/00 son 1,228,914 MPTA
- Las cantidades ya cobradas (PTA 30/09/00) son 408,637 MPTA.

Más de las  $\frac{3}{4}$  partes de dichas cantidades corresponden a las empresas notificantes de la operación de fusión, correspondiendo a ENDESA más del 50% de las cantidades totales.

Como se puede observar, durante el último año el incremento de los precios en el mercado con relación a los contemplados en la tarifa vigente, principalmente, ha hecho aflorar un déficit que es financiado con cargo a los CTC pendientes de cobro. También puede observarse que se ha modificado notablemente el ritmo relativo de recuperación de los CTC's de las distintas empresas. Así, mientras IBERDROLA durante el año 99 tenía un punto más de diferencia de ritmo de recuperación que la media de las empresas, durante el año 2000 tiene 5 puntos más. Esto es así porque es la empresa que más recuperación de CTC, a través de excesos por encima de 6 PTA/kWh, está obteniendo (de los 71.043 MPTA del año 2000 por este concepto, corresponden a IBERDROLA 38.330 MPTA).

A 30/09/2000

CALCULO DEL SALDO PENDIENTE DE CTC'S a 30/09/2000

Unidad MPTA

Actualizador 31/12/98 1,0425

Actualizador 31/12/99 1,0294

	(*)		CTC'S DIFER. LIQ. ANUAL	CTC'S DIFER. LIQ. Nº 14	CTC'S VIA CUOTA 4,5%	IMPORTE	IMPORTE	SALDO	DEFICIT	IMPORTE	CTC'S VIA CUOTA	SALDO
	CTC'S A 31/12/97	QUITA CTC'S				EXCESO	EXCESO	PENDIENTE	ACUMULADO	EXCESO	CTC'S VIA CUOTA	PENDIENTE
	(Sin carbón)	31/12/98	1.998	1.999	1.999	6 PTA/kWh	6 PTA/kWh	A 31.12.99	A 30/09/2000	6 PTA/kWh	4,5%	A 30.9.00
GRUPO ENDESA	930.380	139.699	57.263	8.906	47.869	11.178	20.673	644.791	-18.673	23.939	26.391	613.134
H.CANTABRICO	103.577	15.552	6.375	991	5.329	0	0	75.330	-1.625	0	2.939	74.016
IBERDROLA	492.447	73.942	30.310	4.714	25.336	6.977	14.051	337.118	-10.417	38.330	13.969	295.236
UNION FENOSA	234.412	35.198	14.427	2.244	12.061	0	0	170.483	-3.678	8.700	6.649	158.812
ELCOGAS	56.332	8.458	3.467	539	2.898	0	0	40.969	-884	74	1.598	40.181
<b>TOTAL</b>	<b>1.817.148</b>	<b>272.849</b>	<b>111.842</b>	<b>17.394</b>	<b>93.493</b>	<b>18.155</b>	<b>34.725</b>	<b>1.268.690</b>	<b>-35.277</b>	<b>71.043</b>	<b>51.546</b>	<b>1.181.378</b>

(\*) Para calcular la renuncia de CTC'S por la Ley 50/1998 se ha actualizado los CTC'S a 31/12/97 (sin el carbón) al 31/12/98 (4,25 %) y se le ha deducido lo cobrado en 1998.

(\*\*) El saldo pendiente a 31/12/1999 no se ha actualizado al año 2000, por considerar que esta operación se realiza a final de año así como las cantidades correspondientes al año 2000 no han sido deflactadas a 31/12/99.

	SALDO			RITMO DE RECUPER.	REPARTO CTC'S PENDIENTES	SALDO		
	CTC'S A 31/12/97	QUITA CTC'S	PENDIENTE A 31.12.99			PENDIENTE A 30.9.00	RITMO DE RECUPER.	REPARTO CTC'S PENDIENTES
	(Sin carbón)	31/12/98	(**)	1998/1999	31.12.99	1998/2000	30.09.00	
ENDESA + IBERDROLA	1.422.827	213.641	981.909	19%	77%	908.370	25%	77%
GRUPO ENDESA	930.380	139.699	644.791	18%	51%	613.134	22%	52%
H.CANTABRICO	103.577	15.552	75.330	14%	6%	74.016	16%	6%
IBERDROLA	492.447	73.942	337.118	19%	27%	295.236	29%	25%
UNION FENOSA	234.412	35.198	170.483	14%	13%	158.812	20%	13%
ELCOGAS	56.332	8.458	40.969	14%	3%	40.181	16%	3%
<b>TOTAL</b>	<b>1.817.148</b>	<b>272.849</b>	<b>1.268.690</b>	<b>18%</b>	<b>100%</b>	<b>1.181.378</b>	<b>24%</b>	<b>100%</b>

#### **11.1.4 Análisis de la cláusula de salvaguarda referida al límite de las 6 PTA/kWh**

Como ya se ha comentado, según la redacción de este precepto establecida en la DT 6ª de la Ley 54/1997, la cláusula de salvaguarda de las 6 PTA/kWh a aplicar año a año a los CTC's por diferencia y de forma global a los CTC's vía 4,5%, ha de aplicarse cuando los precios del mercado superan las 6 PTA/kWh. Se efectúa a continuación un análisis sobre los incentivos que tienen las empresas generadoras para elevar o reducir el precio del mercado y, como consecuencia de ello, ver aplicada o no la cláusula de salvaguarda a sus CTC's.

Con carácter general, las empresas generadoras tratarán de operar en el mercado de forma que maximicen su beneficio, reduciendo al máximo sus costes e incrementando en lo posible sus ingresos.

El incremento de ingresos se produce en principio cuando aumentan las ventas en el mercado, como consecuencia de incrementar bien su cuota o bien sus ingresos unitarios. Sin embargo ambas actuaciones son contrapuestas cuando se trata de mercados competitivos.

Sobre los ingresos procedentes del mercado, las empresas generadoras perciben además los CTC's, que también tratan de maximizar, no en términos de cuota, aunque sí en términos de remuneración unitaria. El mecanismo que tienen las empresas para incrementar esta remuneración es la reducción de los precios del mercado. Los CTC's por diferencias, (ingresos netos menos costes regulados) aumentan cuando disminuye un coste regulado como es el coste de las compras de energía de los distribuidores para los suministros a tarifa. De forma inversa, si se elevan



los precios del mercado, se reducen los CTC's por diferencias, pudiendo provocar la aparición de un déficit de liquidación, como fundamentalmente ocurre en la situación actual. Podría afirmarse que la financiación del déficit de las liquidaciones de actividades y costes regulados se produce como consecuencia de la aplicación parcial de la cláusula de salvaguarda de la 6 PTA/kWh, aún no regulada.

Aparte de posibles estrategias de adelanto de cobros, la posición de las distintas empresas sobre el nivel de precios del mercado es diferente en función de su cuota relativa mercado / CTC's diferencias. Cuando una empresa tiene una cuota mayor en estos CTC's que en el mercado, tenderá a presionar los precios de éste a la baja, y sucederá lo contrario cuando la cuota en los CTC's sea menor. Estas presiones fueron ya observadas nítidamente en los dos primeros años del modelo, en donde la elegibilidad era entonces pequeña y los CTC's por diferencias eran de un valor elevado. Con esa situación, el incentivo de Endesa era tendente a reducir los precios del mercado y el de Iberdrola el contrario. La función objetivo de ésta era obtener el mayor nivel de precios posible compatible con su cuota de mercado, independientemente de que estos superasen o no el límite de las 6 PTA/kWh, porque cuando esto ocurría estaba cambiando ingresos actuales por deuda regulatoria.

Sin embargo en el año 2000, este interés implícito contrapuesto de las dos empresas mayoritarias deja de serlo esencialmente, como consecuencia del incremento de la elegibilidad y de haberse establecido en tarifas unos CTC's por diferencias relativamente bajos, dejando aparte otras estrategias de adelanto de cobros que pudiesen depender de las diferentes empresas. En esta situación, las disminuciones de precio del mercado no serían recuperadas en su totalidad por los CTC's por diferencias, sino que parte de estas rebajas se trasladarían a otros compradores del mercado como son los comercializadores o los consumidores elegibles.

Con el incremento de la elegibilidad, los intereses respecto al nivel del precio del mercado de Endesa e Iberdrola se igualan, y llega un momento en que ambas empresas coinciden en incrementar lo más posible dicho nivel – objetivo natural de cualquier agente vendedor en un mercado -, porque con ello maximizan sus beneficios respectivos. Estos precios dan una señal atractiva a los posibles nuevos entrantes de generación. Por el contrario, esta situación disuade a los nuevos entrantes en la actividad de comercialización.

Sin perjuicio de la actual elevación de los precios de los derivados del petróleo - cuyo reflejo en un mercado marginalista como el eléctrico se traduce en una elevación del precio general del sistema, aunque no necesariamente del coste global, pues sólo se eleva el coste de determinadas centrales marginales - a las empresas generadoras no les importa potenciar esta elevación, incluso por encima del límite de las 6 PTA/kWh, porque con ello cambian ingresos actuales por deuda regulatoria futura.

La aparición actual del déficit de liquidación, que los mismos generadores financian gracias a la aplicación de la Resolución de 28 de marzo de 2000 de la Dirección General de Política Energética y Minas, se alinea con la consecución del objetivo que pretende alcanzar la cláusula de salvaguarda, aunque en estos momentos no llegue a alcanzar sus mismos efectos.

*El Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz considera que el informe debe contener una referencia a la experiencia internacional en materia de CTC's, debiendo recoger lo que a continuación se indica.*

*La experiencia de determinados países nos enseña que en los sectores que proceden del monopolio –fundamentalmente en sectores que utilizan las redes como el eléctrico, las telecomunicaciones o el gas-, para que haya competencia efectiva no basta con liberalizar. También es preciso*

*reestructurar el sector con el fin de paliar la elevada concentración horizontal e integración vertical de partida.*

*Por otra parte, cuando no se parte de una propiedad pública de los activos de generación, generalmente a los productores se les reconoce unos costes de transición a la competencia (CTC's) para poder recuperar determinadas inversiones incurridas en el anterior marco regulatorio y que no podrían ser recuperadas si se introdujese la competencia.*

*En ocasiones, como ya ha sucedido en diversos Estados de EE.UU. y Canadá, se aprovecha la concesión de los costes de transición a la competencia para reestructurar el sector, imponiendo una serie de desinversiones a las empresas para aumentar el número de oferentes y demandantes.*

*Las experiencias internacionales sobre retribución de los CTC's son muy diversas. En primer lugar, debe reiterarse que la existencia de CTC's explícitos es una consecuencia de reestructurar y liberalizar sectores eléctricos que cuentan previamente con empresas privadas de generación. Primordialmente por este motivo, las experiencias y debates más enriquecedores sobre este asunto han tenido lugar en los EE.UU, aunque también pueden mencionarse los casos de algunos estados de Canadá y de algunos países de la Unión Europea.*

*En el caso de los estados norteamericanos que han puesto en marcha procesos de reestructuración, en general puede afirmarse que las regulaciones de los distintos estados, aunque difieren ampliamente entre sí en los detalles de implantación, se han caracterizado por un enfoque riguroso en la valoración de la cuantía de los CTCs, tanto en la determinación de los valores contables de los activos de generación como en la utilización de mecanismos de mercado para cuantificar el valor de dichos activos.*

*El tema de los costes de transición a la competencia se está analizando caso por caso en EE.UU. de forma que las compañías eléctricas realizan propuestas a las “Public Utility Commission” de los distintos Estados sobre la cuantía de dichos costes.*

*Entre las medidas que se están exigiendo a las empresas eléctricas estadounidenses para conceder los CTC´s calculados conviene destacar:*

- 1. Medidas estructurales de “unbundling”, procesos de desinversión, y vinculación de la percepción de las retribuciones adicionales a medidas estructurales.*
- 2. Medidas de control sobre los costes de transición inicialmente reconocidos, en base a la evolución del mercado.*
- 3. Medidas de saneamiento vinculadas a la amortización acelerada de determinadas centrales.*
- 4. Medidas de apertura de la elegibilidad en sus respectivos mercados.*

*Los reguladores americanos aprovechan pues la concesión de los CTC´s para reestructurar el sector, generalmente imponiendo medidas estructurales y medidas de saneamiento, con el fin de alcanzar al final de un determinado periodo transitorio un mercado competitivo.*

## **11.2. LA FUSIÓN ENTRE ENDESA E IBERDROLA Y LOS CTC´S**

### **11.2.1 El proceso de desinversión de activos y los CTC´s**

La Ley del Sector Eléctrico supuso la liberalización de este sector en nuestro país, e introdujo una serie de mecanismos para posibilitar el desarrollo, cuando fuera posible, de las actividades eléctricas en

competencia. Asimismo asumió el principio de gradualidad en el cambio regulatorio tanto en lo que respecta a las empresas como a los consumidores, incorporando entre otros el mecanismo de los CTC's, para proteger a las primeras.

La proyectada fusión entre las mayores empresas del mercado, Endesa e Iberdrola, supone en cierta medida una ruptura del principio de gradualidad para estas dos empresas, por lo que supone la concentración proyectada, pero sobre todo, en lo que se refiere a las desinversiones previstas, ya que los nuevos adquirentes acceden al mercado, adquiriendo instalaciones a un determinado precio en condiciones de mercado y, por lo tanto, no estar relacionados con compromisos de la antigua regulación.

La fusión de las dos empresas que alcanzan juntas el 80% del mercado y las desinversiones en centrales que en su día fueron consideradas poco eficientes, legitima el replanteamiento de los mecanismos de protección que se adoptaron para garantizar el equilibrio financiero de las empresas existentes en aquel momento y con el grado de concentración que existía.

Las desinversiones en centrales prevén la enajenación de unos activos que se utilizaron para determinar la parte principal de los CTC's de las empresas propietarias, lo que conlleva junto al proceso de desinversión y el resultado de su venta en el mercado el replanteamiento de la verdadera eficiencia de las centrales enajenadas, y en todo caso, la reasignación de los costes hundidos que resulten de este proceso.

Para ello, es preciso asignar a cada uno de los grupos que pudieran estar afectados por la desinversión, los costes varados que les corresponda en el momento de la enajenación, conforme a lo establecido en el artículo 19 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, sobre liquidaciones, con el fin de aportar transparencia a este proceso y comprobar el verdadero valor actual de los CTC's asociados a ese activo. En función de la forma en que

se vaya a realizar el proceso de enajenación, se debería disponer de la regulación adecuada que lo soporte.

Sobre esta base, después de un periodo de reflexión adecuado y previo a las enajenaciones que se realicen, sería conveniente establecer una metodología específica de tratamiento de los CTC's de los grupos propuestos en las desinversiones, de forma que la asignación final de estos costes y la cuantía de los mismos sea la mas adecuada y compatible con la valoración que resulte del mercado.

Se deberá ser muy cuidadoso con el tratamiento final que se adopte, ya que pudiera suceder que al comprador no sólo le interese comprar activos de generación mas o menos eficientes junto a la deuda regulatoria asociada a ellos, sino que también podrían estar interesado en incorporarse a un mercado con pocas oportunidades para entrar, ya que se trata de un sistema poco interconectado y en el que la promoción de nuevas centrales conlleva fuertes desembolsos y dilaciones de tipo administrativo y de construcción.

De esta forma, el comprador puede que esté dispuesto a pagar el valor del activo, la expectativa de cobrar sus CTC's asociados y un sobrecoste de entrada.

Respecto a la forma de enajenar los activos, se ha de indicar que las subastas reúnen buenas condiciones de transparencia y objetividad para conocer el valor de mercado del activo. Sin embargo, en el caso de intercambios de activos con CTC's asociados positivos, nulos o negativos entre empresas existentes, los activos se intercambiarán junto con los respectivos CTC's asociados.

*El Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz considera que el Gobierno debería adoptar una normativa para determinar en cada grupo los CTC's*

*pendientes de pago, partiendo de los asignados inicialmente, sin incluir en ellos determinadas periodificaciones que estaban asignadas a las empresas.*

*Igualmente considera que puede que el comprador de los activos este dispuesto a pagar el valor del activo, la expectativa de cobrar sus CTC's asociados y un sobrecoste de entrada que en realidad constituiría una renta del oligopolio. El consumidor terminaría pagando los costes hundidos de la central a la empresa compradora, así como las rentas del oligopolio como consecuencia del acceso al mercado de nuevos agentes.*

*Igualmente considera que con objeto de aplicar cláusulas de reciprocidad, podría analizarse la posibilidad de que se permitiesen permutas de activos únicamente cuando se trate de países vecinos en los que sus procesos de apertura son muy inferiores a los existentes en España.*

*Por último, los incentivos al carbón establecidos o que se establezcan para la central enajenada, se otorgarán con independencia de quién sea el nuevo propietario de la misma, ya que el objetivo perseguido es el consumo de carbón autóctono en esa central durante el periodo transitorio.*

### **11.2.2 Relevancia de los CTC's para los consumidores**

Lo razonable es esperar que en el proceso de fusión disminuya el montante total de CTC's, porque pueden aflorar plusvalías en las centrales subastadas, que inicialmente no fueron tenidas en cuenta. En este sentido, la fusión puede suponer una disminución de la deuda regulatoria y como consecuencia de ello un adelanto del final del cobro de CTC's pendientes. Sin perjuicio de ello, la reestructuración de la propiedad de las centrales puede conducir a un mercado más competitivo del que emanarían eficiencias que repercutirían también en el consumidor.

## **12. CONSIDERACIONES ACERCA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

### **12.1. LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

La regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas. En consecuencia, su régimen económico y de funcionamiento se ajusta a lo previsto en la legislación. La producción y la comercialización son actividades liberalizadas cuyo régimen económico se ajusta al pactado entre las partes.

La regasificación consiste en la transformación del gas natural licuado desde la fase líquida, en la cual se realiza su transporte en buques, a fase gaseosa. La regasificación requiere el calentamiento de la masa de gas natural licuado desde temperaturas criogénicas de  $-160^{\circ}\text{C}$  a temperatura ambiente, para su introducción en la red de gasoductos hasta llegar al consumidor final. En la península ibérica existen tres plantas de regasificación en Barcelona, Cartagena y Huelva, que complementan las entradas a través de dos gasoductos internacionales con Francia y el Magreb. Cuando existen demandas apartadas de la red de transporte de gasoductos, se realiza el suministro mediante plantas satélites de gas natural. Éstas consisten en un almacenamiento criogénico que recibe el gas natural licuado procedente de cisternas móviles, y de un sistema de regasificación conectado a una red de distribución local. Las plantas satélites suelen ser instalaciones precursoras de la red de transporte en la introducción del gas natural. Por unidad de volumen el gas natural licuado supone una energía térmica seiscientos veces mayor que la contenida en el mismo volumen en su fase gaseosa.

Además del almacenamiento criogénico existente en las plantas de regasificación, que almacenan el gas natural en su fase líquida, existen otros procedimientos de almacenamiento de gas natural consistentes en introducir



en cavernas de antiguos yacimientos de gas ya agotados, u otras formaciones geológicas previamente acondicionadas, gas natural en fase gaseosa a presión. Estos almacenamientos subterráneos facilitan la necesaria modulación en la cobertura de demanda, así como incrementan la seguridad del suministro. Los almacenamientos españoles de Serrablo (en Huesca) y Gaviota (en el Mar Cantábrico) son dos ejemplos de estas instalaciones.

El transporte por tubería de gas natural se divide en lo que reglamentariamente se ha denominado red transporte primario y red de transporte secundario. La red transporte primario está integrada por los gasoductos de alta presión: igual o superior a 60 bares. La red de transporte secundario está formada por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.

Normativamente se denomina red básica a la compuesta por: los gasoductos de transporte primario, las plantas de regasificación, los almacenamientos estratégicos, las conexiones con dichos yacimientos y las conexiones internacionales con otros sistemas o con yacimientos en el exterior.

Las redes de distribución comprenden los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tienen por objeto conducir el gas al consumidor partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario.

El acceso de terceros a las instalaciones de la red básica y a las instalaciones de transporte y distribución está garantizado por Ley. El precio por el uso de estas instalaciones viene determinado por el peaje aprobado por el Gobierno.

La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica, redes de transporte y distribución requieren de autorización administrativa previa tal como se ha indicado en el apartado anterior.

La exploración y producción de gas natural en España, desafortunadamente no presenta demasiada relevancia, dada la escasez de recursos de gas natural existente en nuestro país.

La actividad que permite de forma más clara la introducción de competencia en el mercado del gas natural es la de comercialización.

Los comercializadores son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores que tienen la condición de cualificados o a otros comercializadores.

El Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos establece que, en tanto no se proceda al desarrollo reglamentario de la Ley de hidrocarburos, la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía podrá autorizar con carácter provisional a aquellas personas jurídicas que pretendan desarrollar la actividad de comercialización de gas natural en todo el territorio nacional o en más de una Comunidad Autónoma y acrediten la suficiente capacidad legal, técnica y económica. Esta autorización provisional para la comercialización se concede sin perjuicio de la necesidad de obtener la autorización definitiva cuando se desarrolle el reglamento.

En base a este precepto legal, existen en la actualidad dieciséis empresas inscritas provisionalmente en el registro de comercializadoras. Estas empresas se detallan en el apartado siguiente.

## 12.2. EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA

La situación empresarial del mercado del gas natural se caracteriza por un elevado grado de concentración tanto horizontal como vertical. El negocio gasista se encuentra en manos de unas pocas empresas, que presentan, además, una fuerte relación accionarial.

A continuación, se ha realizado, de la forma más ajustada posible, una ordenación de las empresas gasistas por cuota de actividad y se ha dibujado un mapa de las participaciones accionariales para cada nivel de actividad que se distingue en la Ley de hidrocarburos.

Los principales operadores que tradicionalmente han desempeñado su actividad en el sector del gas natural aparecen en la siguiente tabla:

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>CUOTA DE MERCADO</b>
<b>Exploración y producción</b>	REPSOL EXPLORACIÓN	100%
	SOC. HIDROCARB. EUSKADI	<1%
<b>Aprovisionamientos</b>	GAS NATURAL SDG	100%
<b>Transporte</b>	ENAGAS	97%
	GAS EUSKADI	3%
	ENDESA	<1%
<b>Regasificación</b>	ENAGAS	100 %
<b>Distribución</b>		
- Mercado doméstico-comercial:	Grupo GAS NATURAL SDG	86%
	GAS EUSKADI	6%
	ENDESA	5%
	H.CANTÁBRICO	2%
	Resto	1%
- Mercado industrial:	Grupo GAS NATURAL SDG	92%
	GAS EUSKADI	7%
	ENDESA	<1%
	H.CANTÁBRICO	<1%
- Mercado eléctrico	Grupo GAS NATURAL SDG	90%
	GAS EUSKADI	10%

### ***12.2.1 La producción y exploración***

El mercado de producción y exploración está concentrado prácticamente en un solo operador REPSOL EXPLORACIÓN, empresa totalmente participada por REPSOL-YPF. Gas de Euskadi dispone de una pequeña producción en Alava.

Dado que desafortunadamente en España prácticamente no se dispone de yacimientos de gas natural de relevancia, esta actividad es poco significativa.

### ***12.2.2 El transporte y la regasificación de gas natural***

Las sociedades que en España desarrollan actividades de transporte son Enagás, propietaria de las plantas de regasificación y de la mayoría de los gasoductos de la red de transporte, Gas de Euskadi, y testimonialmente dentro del grupo Endesa las sociedades: Gas Aragón, Distribuidora Regional del Gas y D.C. de Gas Extremadura.

El porcentaje de red e instalaciones de transporte de cada transportista es previsible varíe en un futuro próximo con el desarrollo de nuevos proyectos, como la construcción de una planta de regasificación en Bilbao, que se encuentra en fase de autorización administrativa, promovida a partes iguales por Iberdrola, BP Amoco, Repsol y el Ente Vasco de la Energía; y otra en Galicia promovida por Endesa (20%), Unión-Fenosa (20%), la Xunta de Galicia (10%), Tojeiro (10%), Sonatrach y otros.

### **12.2.3 La distribución de gas natural**

Existen 26 sociedades que desarrollan actividades de distribución de gas natural, aunque pertenecen fundamentalmente a cinco grupos empresariales: Gas Natural SDG, Ente Vasco de la Energía, Endesa, Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión-Fenosa.

La distribución está repartida entre distintas compañías autonómicas y locales, pero la mayoría de ellas están participadas mayoritariamente - en general en más de un 90% - por el grupo Gas Natural SDG, que comparte la propiedad con los entes locales, autonómicos, cajas de ahorro, etc.

El mercado industrial que abastecen las compañías distribuidoras se reparte entre el Grupo Gas Natural SDG y Gas Euskadi y en menos cuantía sociedades del grupo ENDESA y Gas Asturias.

En el mercado doméstico-comercial aparecen, además, otros operadores de redes de distribución pero con una cuota de mercado muy pequeña.

El mercado eléctrico se suministra en aproximadamente un 90% a través del grupo GAS NATURAL SDG, siendo variable la aportación de GAS EUSKADI, del orden del 10%. Todo ello con destino a centrales convencionales de producción de energía eléctrica que utilizan fuel o gas natural indistintamente.

En general, organizativamente hablando, puede distinguirse tres grupos dentro de la distribución del gas natural:

#### **1. Distribuidoras del grupo GAS NATURAL SDG.**

A este grupo pertenece el 90% de las compañías locales de distribución.

Todas estas sociedades están estrechamente vinculadas a través de sus participaciones accionariales. Tradicionalmente han controlado el 100% de los aprovisionamientos, el 97% del transporte y el 90% de la distribución. Los accionistas del grupo GAS NATURAL SDG son REPSOL con un 45,3%; LA CAIXA con un 25,4% y el resto del capital 29,3% se haya en manos de diversos accionistas en bolsa.

A su vez REPSOL, está participada por el grupo BBV en un 9%, LA CAIXA con otro 9% y Pemex en un 5% y por dos grupos eléctricos, ENDESA con un 2,4% e Iberdrola con un 3,5%. Interviene en el negocio de gas natural a través de GAS NATURAL SDG.

El grupo GAS NATURAL SDG posee el 100% de ENAGAS, que realiza el transporte de gas natural y el suministro de gas a tarifa. Esta empresa el próximo año quedará segregada y pasará a manos de nuevos accionistas en un 65%, conforme a lo dispuesto en el artículo 10 del Real Decreto -Ley 6/2000. Asimismo el mencionado Real Decreto-Ley le asigna a ENAGAS la responsabilidad sobre la gestión técnica del sistema.

## 2. Compañías Distribuidoras del Ente Vasco de la Energía

El Ente Vasco de la Energía (EVE) es el principal promotor del negocio del gas natural en el País Vasco. Participa en un 79,5% en el capital de Gas Euskadi y en varias sociedades locales de distribución.

Gas Euskadi, empresa transportista y distribuidora de gas natural para usos industriales y doméstico-comerciales, es el segundo operador de gas en España, si bien su cuota de mercado no alcanza más de un 8% del mercado final. Está participada por ENAGAS en un 20,5%.

## 3. Otras empresas distribuidoras.

En este grupo aparece un grupo de empresas distribuidoras controladas en su mayoría por empresas eléctricas.

Endesa participa en el capital de ocho empresas distribuidoras de gas canalizado, de las cuales tres corresponden a territorios insulares, siendo la más significativa Gas Aragón. Hidroeléctrica del Cantábrico controla el 100% de Gas Asturias. Finalmente, a distancia de las anteriores en cuanto a implantación en el sector del gas natural, aparece Gas Directo participada en un 60% por Unión FENOSA y en un 40% por el grupo petrolero CEPSA.

Como caso excepcional aparece Gas Figueras cuyo capital es privado y no pertenece a ningún gran grupo.

#### **12.2.4 La comercialización de gas natural**

Las empresas autorizadas para comercializar gas natural en España son las siguientes: Gas Natural Comercializadora S.A., Naturgás Comercializadora S.A., Iberdrola Gas S.A., Hidrocantábrico Energía S.A., B.P. Amoco Gas España S.A., Comercializadora Ibérica de Gas S.A., Endesa Energía S.A., Shell España S.A., Cepsa Gas Comercializadora S.A., Unión Fenosa Gas Comercializadora S.A., Enron España Energía S.L., Aquila Energy Comercializadora, Comercialización de Energía Natural S.A., Louis Dreyfus Electricidad y Gas S.L., Sempra Energy Europe España S.L., Carboex S.A.

De estos comercializadores, cuatro de ellos ya han incorporado gas al sistema o están a punto de hacerlo: Cepsa, B.P. Amoco Gas, Gas Natural Comercializadora y Shell España S.A. Éstas han firmado contratos de acceso de terceros a la red de ENAGAS.

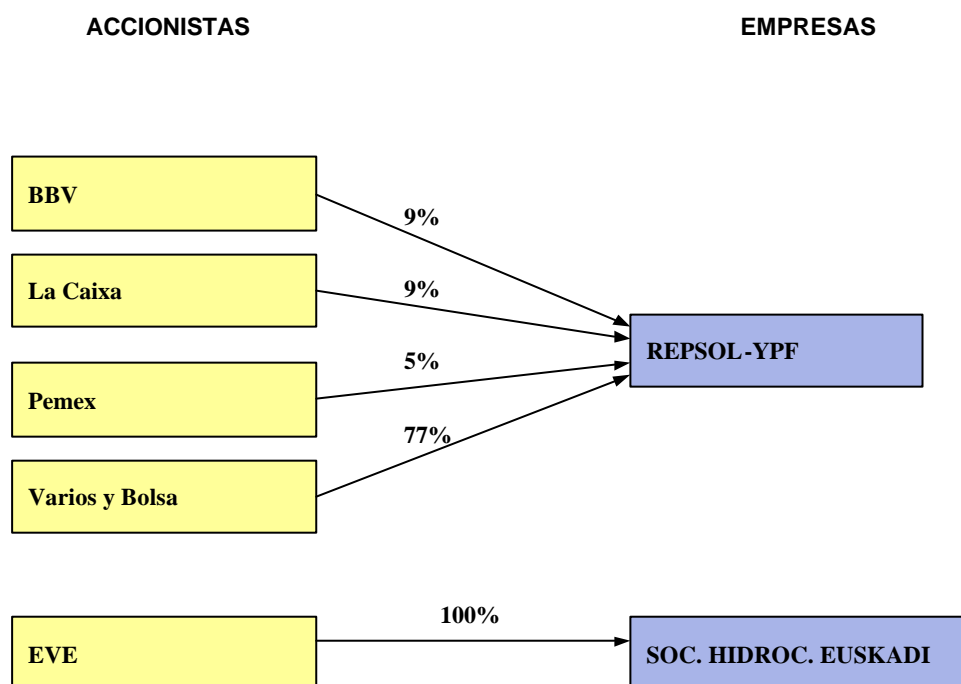
Los comercializadores no tienen derecho de adquisición de gas del transportistas para suministrar a sus clientes cualificados, sino que tienen que buscar sus propias fuentes de aprovisionamiento.

En el presente año 2000, primero en el que se inicia la actividad de comercialización, los comercializadores variarán ya los porcentajes anteriores.

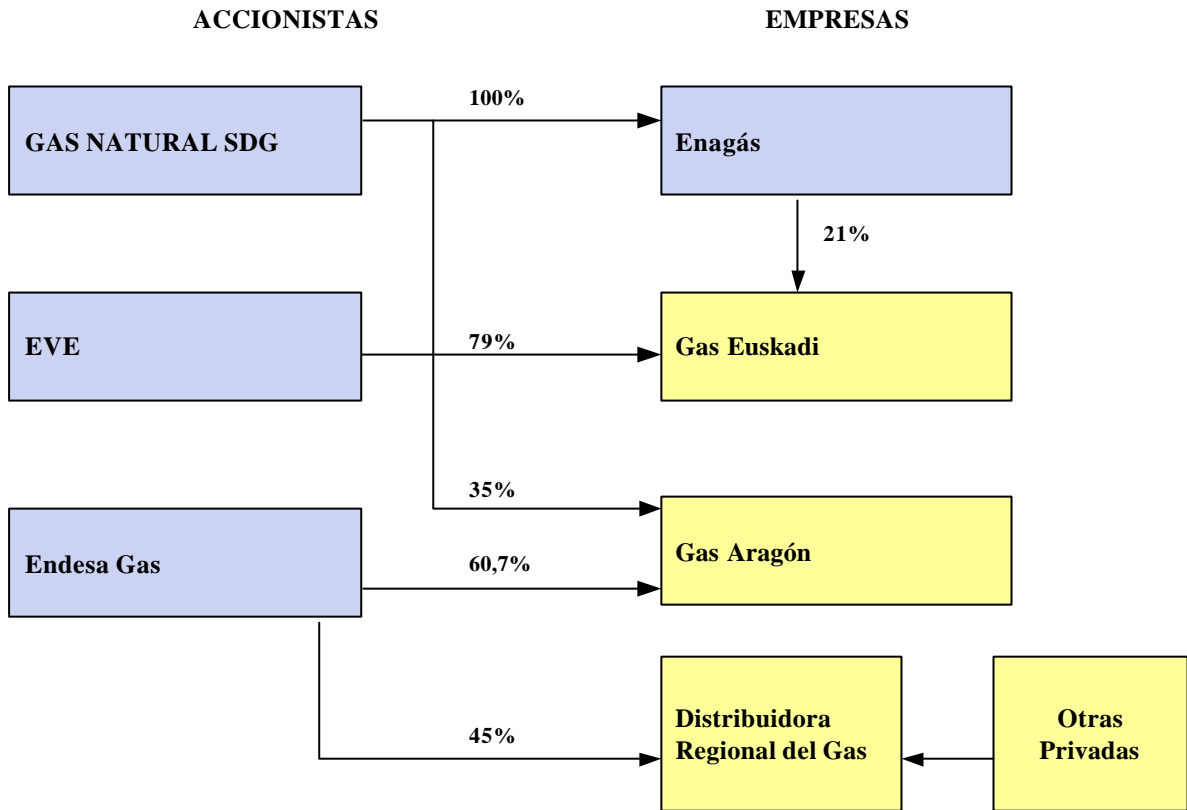
La previsión de la cantidad de gas contratado por los comercializadores en este año 2000, es del orden del 7% de la demanda total (es decir aproximadamente el diez por ciento del mercado con capacidad de elección). De esta cantidad, aproximadamente un 5% de la demanda total corresponderá a Gas Natural Comercializadora y el 2% restante a otros tres comercializadores: BP Amoco, Cepsa y Shell.



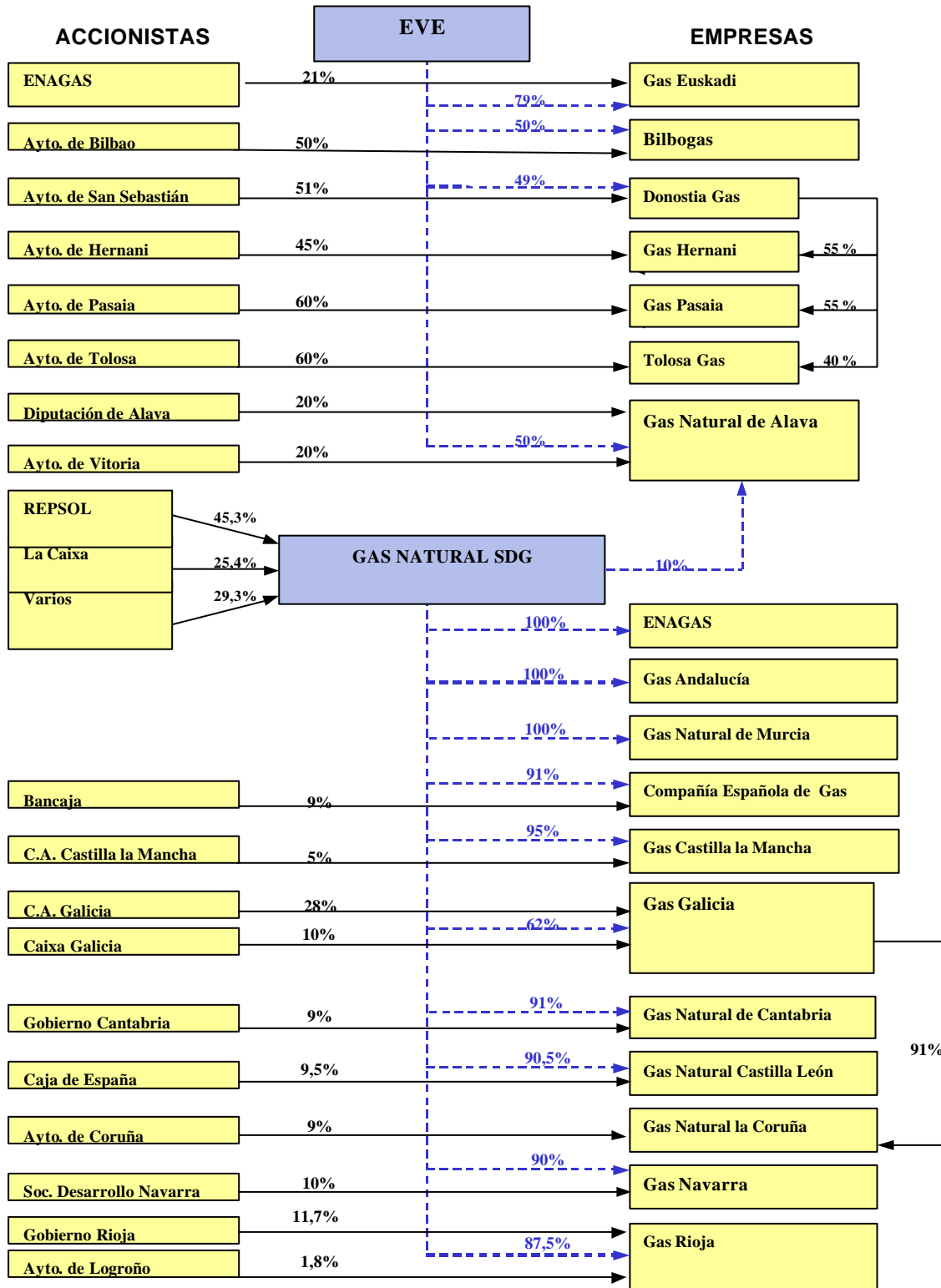
**PARTICIPACIONES ACCIONARIAS: EMPRESAS DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN**



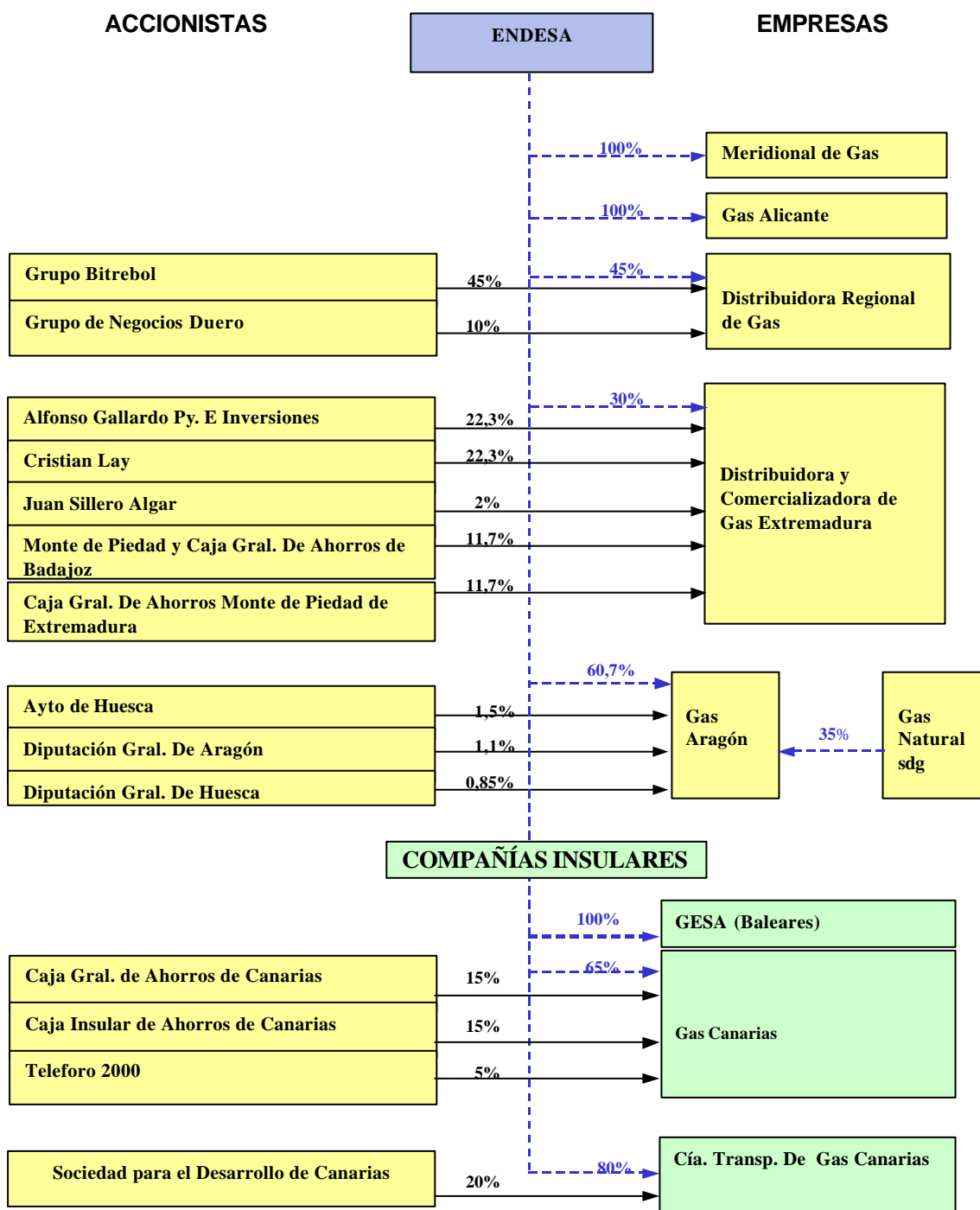
**PARTICIPACIONES ACCIONARIAS: EMPRESAS TRANSPORTISTAS**



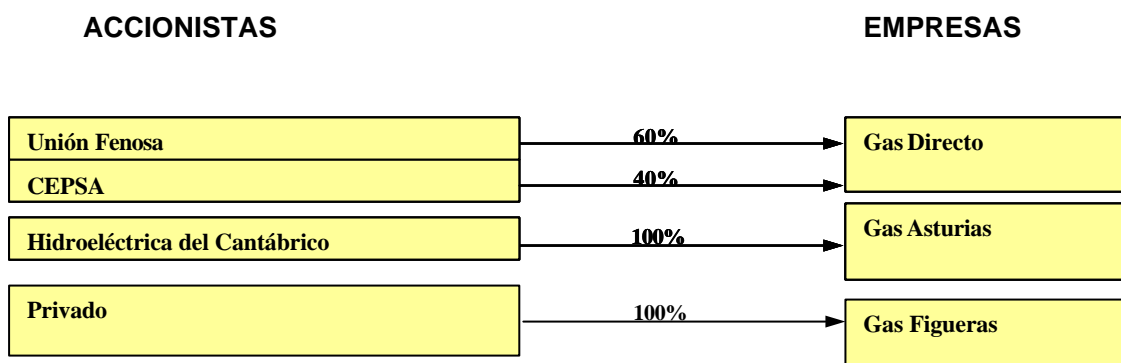
**PARTICIPACIONES ACCIONARIAS: EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN**



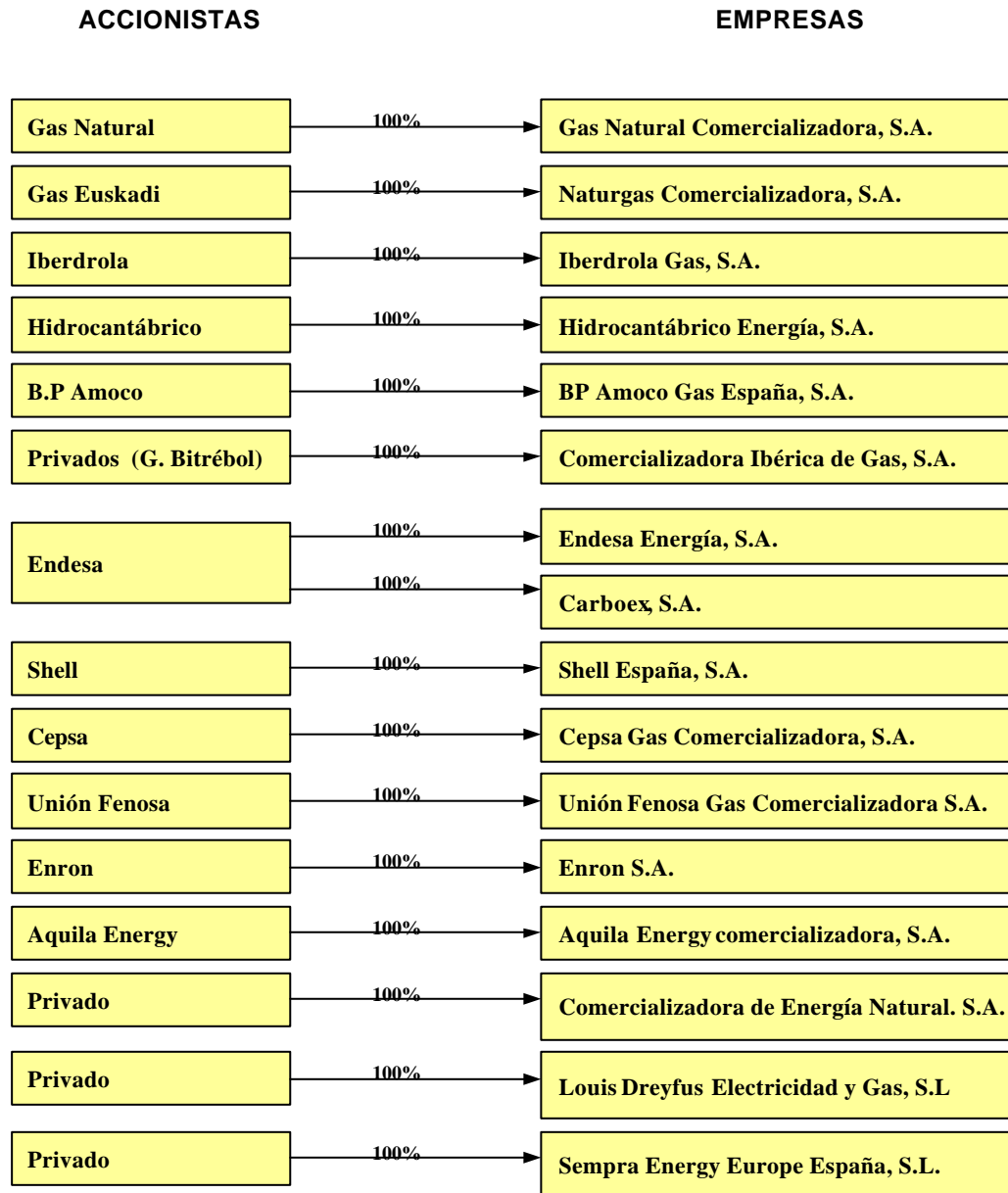
## PARTICIPACIONES ACCIONARIAS: EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN



## PARTICIPACIONES ACCIONARIAS: EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN



**PARTICIPACIONES ACCIONARIAS: EMPRESAS COMERCIALIZADORAS**



## **13. ANÁLISIS DE LA PRESENCIA DE LAS EMPRESAS OBJETO DE LA FUSIÓN EN EL SECTOR DE GAS NATURAL**

A continuación se analiza brevemente la presencia de Iberdrola y Endesa en el mercado, actual y futuro, del gas natural en España.

### **13.1. PRESENCIA DE ENDESA EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL.**

#### ***13.1.1 En la actividad regulada de la regasificación.***

El grupo Endesa no es propietario en la actualidad de ninguna de las tres plantas de regasificación de GNL existentes en España.

Con respecto a plantas futuras, Endesa tiene previsión de participar en la futura planta de El Ferrol, en la que participará con un 20% junto con Unión Fenosa, el Grupo Tojeiro, la Xunta de Galicia, Sonatrach y entidades financieras.

#### ***13.1.2 En la actividad regulada del transporte.***

En la actualidad el grupo Endesa posee 270 kilómetros de gasoductos de red de transporte (lo que representa un 4,6% del total español en 1999) a través de tres de sus sociedades distribuidoras:

- Gas Aragón (60,67 % Endesa) en Aragón
- Distribuidora Regional del Gas y Distribución (45 % Endesa) en Castilla y León.
- Distribución y Comercialización de Gas Extremadura (30 % Endesa).

Como proyectos en curso están los gasoductos a Teruel de Gas Aragón y la posible participación en el gasoducto entre Argelia y Almería, así como la posibilidad de participar en el capital social de ENAGAS.

### **13.1.3 En la actividad regulada de la distribución.**

Las sociedades distribuidoras en la península participadas por Endesa Gas S.A. (100% Endesa), que abastecen a clientes a tarifa son las siguientes (se indica el porcentaje de participación por Endesa Gas S.A. y su ámbito de operación):

- Gas Aragón (60,67 % Endesa) en Aragón
- Gas Meridional (100% Endesa) en Andalucía
- Gas Alicante (100% Endesa) en Alicante
- Distribuidora Regional del Gas (45% Endesa) en Castilla y León
- D.C. Gas Extremadura (30% Endesa) en Extremadura.

Estas Compañías disponen de concesiones administrativas en diversas poblaciones en las zonas en las que desarrollan su actividad, destacando las concesiones para diez capitales de provincia (municipios de Zaragoza, Huesca, Teruel, Avila, Almería, Cáceres, Badajoz).

La cuota de mercado de Endesa en el segmento de clientes doméstico-comercial es del orden del 5%, y es la principal compañía distribuidora en las Comunidades Autónomas peninsulares de Aragón y Extremadura.

En el mercado industrial las ventas son poco significativas (menores al 1 % del total nacional).



Las ventas totales alcanzan los 1.600 millones de termias vendidas en 1999 (unos 10.000 millones de pesetas). El mercado peninsular de Gas Natural fue en 1999 de 150.159 millones de termias.

En el mercado doméstico comercial, el número de clientes al que sirven través de sus distribuidores a tarifa es el siguiente:

- Gas Aragón: 108.000 clientes.
- Distribuidora Regional del Gas: 3.700 clientes.
- Gas Extremadura: 2.000 clientes.
- Gas Meridional: 300 clientes.
- Gas Alicante: 125 clientes.

Las longitudes de las redes de distribución peninsulares son importantes en el caso de Gas Aragón (639 km) y menos significativas en el caso de la Distribuidora Regional del Gas (85 km), Gas Meridional (23 km), Gas Extremadura (85 km) y Gas Alicante (5 km). En total las redes de distribución peninsulares suman 837 km, lo que representa algo más del 3% de la red de distribución en el año 1999, que alcanza más de 26.000 Km.

El nivel de inversiones previsto para la actividad de distribución es también significativo, siendo para los años 2000 y 2001 del orden de 18.000 millones de pesetas al año.

Por otro lado, Endesa Gas S.A. participa además en una Sociedad en Portugal, NQF GAS SGPS (49% Endesa Gas, 51% NQF Energía) propietaria de participaciones en dos distribuidoras portuguesas de gas

natural canalizado, Portgas (25%) y Setgas (33%), de la zona norte y centro-sur de Portugal respectivamente.

#### **13.1.4 En la actividad liberalizada del aprovisionamiento.**

Endesa no ha comenzado a actuar aún en el mercado liberalizado al no disponer de contratos de aprovisionamiento de gas. Esto es así tanto para la comercializadora Endesa Energía (100% Endesa) como para la comercializadora Carboex (100% Endesa).

#### **13.1.5 En la actividad liberalizada de la comercialización.**

En la actualidad figuran como inscritos en el registro de comercializadores:

- Endesa Energía (100% Endesa)
- Carboex (100% Endesa).

Ninguna de ellas ha comenzado a comercializar gas.

Endesa tiene previsto comenzar a actuar en este mercado y para ello están desarrollando los estudios correspondientes para analizar su viabilidad.

#### **13.1.6 En el consumo del gas natural para la generación eléctrica.**

Endesa dispone de ocho grupos térmicos para la producción de energía eléctrica que son susceptibles de funcionar consumiendo gas natural. Estos son: San Adrián 1, San Adrián 3, Besós 1, Besós 2, Foix, C.Colón 2, B.Algeciras 1 y B.Algeciras 2. En total suponen 2.571 MW. El consumo anual aproximado oscilaría entre 0,8 bcm año (utilización con gas al 20 %) y 4 bcm año (utilización con gas al 80 %)

Asimismo, conforme a la documentación aportada por Endesa, en la actualidad son tres los proyectos de centrales de gas de ciclo combinado

decididos: S. Adriá del Besós (Barcelona), S. Roque (Cádiz) y Tarragona, que suponen 1.200 MW en total.

Los contratos de suministro de gas con destino a la generación de energía eléctrica suscritos en la actualidad son los siguientes:

- Con Gas Natural sdg: 0,5 bcm año
- Con Gas Natural Comercializadora: hasta 3,0 bcm año para las futuras Centrales de ciclo combinado a gas

## **13.2. PRESENCIA DE IBERDROLA EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL.**

### ***13.2.1 En la actividad regulada de la regasificación.***

Iberdrola no participa en ninguna planta de regasificación existente en la actualidad. No obstante, sí participa con un 25 % en la sociedad Bahía de Bizkaia Gas S.L. cuyo objeto es el desarrollo, construcción y operación de una planta de regasificación con emplazamiento en Vizcaya.

Las características de esta planta de regasificación son las siguientes:

- Localización: Puerto de Bilbao
- Año de puesta en servicio: 2003
- Capacidad de atraques: barcos de 138.000 m<sup>3</sup> de GNL
- Capacidad de regasificación: 400.000 m<sup>3</sup>/h
- Capacidad de almacenamiento: 2 tanques de 150.000 m<sup>3</sup>/GNL

- Inversión prevista: 35.000 MMPts
- Situación actual: En fase de desarrollo e iniciados los trámites de autorización administrativa.
- Capacidad de emisión anual: 2,7 bcm

Los otros accionistas de esta sociedad son el Ente Vasco de la Energía (25%), REPSOL S.A. (25%) y BP Holdings BV (25%).

### ***13.2.2 En la actividad regulada del transporte.***

Actualmente IBERDROLA no dispone de ninguna instalación de transporte.

Para el año 2002 tiene previsto poner en servicio con Gas de Asturias S.A. una línea de 14 km para la central de ciclo combinado de Castejón (Navarra)

IBERDROLA indica que ha sido invitada a participar y está interesada en participar en la nueva conexión internacional entre Argelia y España con entrada por Almería, de la que se van a iniciar los estudios de viabilidad

### ***13.2.3 En la actividad regulada de distribución.***

IBERDROLA no participa en ninguna instalación de distribución.

Recientemente ha constituido la sociedad Iberdrola Distribución de gas S.A., sin que hasta el momento registre actividad alguna.

### ***13.2.4 En la actividad liberalizada del aprovisionamiento.***

IBERDROLA ha firmado un acuerdo previo de aprovisionamiento con SNAM p.A. para el suministro de 1,35 bcm anuales de GNL durante 15

años, para el suministro de las centrales de ciclo combinado a gas de Castellón y Castejón

A través de la sociedad Bahía Bizkaia Electricidad (participada en un 25 %), se está negociando un acuerdo con REPSOL YPF para el suministro de 1 bcm anual de GNL procedente de Trinidad y Tobago, a comenzar en noviembre del 2002.

IBERDROLA indica que estudiará las condiciones de aplicación del 25 % del contrato de gas natural de Argelia prevista en el RDL 6/2000, con posibilidad de optar a la cantidad máxima posible (0,35 bcm/año)

#### ***13.2.5 En la actividad liberalizada de la comercialización.***

La sociedad IBERDROLA GAS S.A. ha obtenido una licencia provisional de comercialización. Hasta el momento, no ha iniciado sus actividades de comercialización de gas.

Las previsiones que comunica IBERDROLA son de alcanzar entre el 15 y el 20 % del mercado de gas en el año 2005 (entre 5 y 6 bcm/año de gas natural).

#### ***13.2.6 En el consumo de gas para energía eléctrica***

IBERDROLA dispone de dos grupos de generación con contrato de suministro a gas natural: Aceca y Santurce, que totalizan 690 MW.

A través de IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN (100 % IBERDROLA S.A.) participa al 50 % en 15 sociedades de cogeneración que totalizan 148 MW, y que disponen de suministro de gas natural.

### **13.2.7 Participaciones financieras en empresas del mercado del gas**

IBERDROLA participa en las siguientes empresas del sector:

- En REPSOL S.A. con un 3,5 %.
- En GALP con un 4 %. (GALP posee un 49 % de la sociedad transportista Gasoducto de Extremadura S.A. y un 33 % de la sociedad Gasoducto Al-Andalus S.A., que operan los gasoductos Tarifa-Cordoba y Cordoba- Badajoz-Portugal)

## **13.3. PRESENCIA DE LA EMPRESA RESULTANTE DE LA FUSIÓN EN EL MERCADO DEL GAS**

### **13.3.1 En la regasificación:**

Participaciones en plantas de GNL actuales: 0 %

Participaciones en plantas de GNL en proyecto:

- 25 % en Bahía Bizkaia Gas (2,7 bcm año de capacidad de regasificación)
- 20 % en la planta de GNL de Ferrol (unos 2,5 bcm /año)

La capacidad de regasificación prevista en España para el 2004 es de 18 bcm/año. Las plantas del Ferrol y Bilbao supondrían un 28 % de las entradas de GNL.

### 13.3.2 En el transporte:

A través de Gas Aragón, Distribuidora Regional de Gas y Distribución y Comercialización de Gas Extremadura:

- 270 kilómetros de la red de transporte (5 % del total nacional en longitud de red y 1 % en ventas de gas)
- Posible participación en el futuro gasoducto Argelia – Almería
- Posible participación futura en el capital de ENAGAS. Ambas compañías han manifestado su interés en participar.

### 13.3.3 En la Distribución:

Los datos de las sociedades distribuidoras del nuevo grupo en 1999 son los siguientes:

	Gas Extre- madura	D. Regional	Gas Aragón	Gas Alicante	Gas Meridional
<b>Nº clientes dom-com</b>	2.014	3.740	108.651	125	327
<b>Nº clientes industriales</b>	7	6	19	-	-
<b>Ventas dom-comercial</b>	3 Mte	53 Mte	1.187 Mte	0,1 Mte	1,6 Mte
<b>Ventas industrial</b>	258 Mte	16 Mte	88 Mte	-	-
<b>TOTAL VENTAS</b>	<b>261 Mte</b>	<b>59 Mte</b>	<b>1.275 Mte</b>	<b>0,1 Mte</b>	<b>1,6 Mte</b>
<b>% Ventas Nacionales</b>	<b>0,18%</b>	<b>0,04%</b>	<b>0,85%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00</b>
<b>Longitud red</b>	85 km	85 km	639 km	5 km	23 km

En total la empresa resultante de la fusión tendría el 1,25 % de las ventas del mercado de gas en España con datos del año 1999. Por mercados en el mercado

doméstico- comercial la cuota es del orden del 5 % y en el mercado industrial menos del 1 %.

#### **13.3.4 En la comercialización:**

El grupo resultante agruparía 3 licencias provisionales de comercialización de gas de las 16 concedidas actualmente por el Ministerio de Economía:

- Endesa Energía
- Iberdrola Gas
- Carboex

Actualmente, dichas sociedades no han iniciado su actividad.

#### **13.3.5 En el aprovisionamiento:**

- Contratos actuales de compra de gas natural en el mercado liberalizado:
- 1,35 bcm con SNAM para los ciclos combinados de Castellón y Castejón
- Acuerdos ENDESA - Gas Natural sdg (0, 5 bcm año actuales, ampliables hasta 3 bcm /año)
- Opción a 0,35 bcm de traspaso del contrato de Argelia de Gas Natural SDG
- En negociación con Repsol YPF para el suministro de 1 bcm de Trinidad (para la planta de GNL de Bilbao).



**13.3.6 En los consumos de gas para generación y cogeneración:**

- Centrales térmicas convencionales:  $2571 \text{ MW} + 690 \text{ MW} = 3261 \text{ MWe}$
- Cogeneraciones: 148 MW
- Previsión de nuevos ciclos combinados: del orden de unos 2800 MW

#### **13.4. VALORACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN DE FUSIÓN EN EL SISTEMA DEL GAS.**

En los apartados precedentes de este capítulo, se ha descrito la importancia de Endesa e Iberdrola dentro del mercado del gas natural.

La posible operación de adquisición por Endesa de Iberdrola, presenta una mayor relevancia en el sector eléctrico que en el sector del gas. En consecuencia los condicionantes a la operación serán primordialmente los derivados del sector eléctrico. Sin embargo, puesto que ambas compañías tienen intereses y desempeñan actividades en el mercado del gas natural, a continuación se realizan las principales valoraciones de los efectos que la posible operación tendría en el mercado del gas natural en la península.

En la actualidad Endesa es una compañía significativa en el sector del gas natural, desempeñando su labor en prácticamente todas sus actividades: transporte, distribución y suministro de gas natural a tarifa. Asimismo cuenta con experiencia, conocimiento y organización para llevar adelante un importante desarrollo del sector.

Iberdrola, sin embargo, aún no ha comenzado a desempeñar una actividad significativa en el sector del gas natural.

Por tanto, los posibles efectos de la concentración en cuanto a su afección a la competencia en el sector del gas hay que evaluarlos primordialmente en cuanto a la actividad futura que puedan realizar.

Para evaluar la importancia de las dos compañías en el futuro del mercado del gas, hay que forzosamente referirse a los planes y objetivos reconocidos por ambas empresas.

Ambas empresas son, en la actualidad, notables consumidores de gas, en sus centrales de producción de energía eléctrica mixtas de fuel o gas. Además dada la relevancia del gas natural como prácticamente único combustible competitivo a corto plazo para la generación de energía eléctrica, esta importancia se verá reforzada en su futuro.

Por ello, su estrategia de consolidación y crecimiento en el sector eléctrico pasa por su implantación en el sector del gas. Esta implantación puede consistir en ser un mero consumidor de gas que acude al suministrador implantado, o aprovechando las sinergias en la comercialización de productos energéticos ofrecer el servicio del gas como un valor añadido a sus clientes eléctricos. Dado, a su vez, el interés de las empresas que actualmente desempeñan actividades en el sector del gas de introducirse en el mercado eléctrico, es razonable pensar que tanto las tradicionales empresas eléctricas como las puramente gasistas, son potenciales competidores en los dos sectores.

Como consecuencia si mediante la operación de adquisición referida, y de los condicionantes que se impusieran a la misma, se derivase una aceleración en la entrada en el sector eléctrico de las empresas que en la actualidad desempeñan actividades de gas o petróleo, se tendría a priori una mayor competencia en el sector eléctrico.

Por otro lado, la titularidad de las redes está representando un factor estratégico en el desarrollo de las “multiutilities” o empresas que prestan diversos servicios. Cuando una empresa accede a un domicilio en una posición especial, por ser titular de una instalación que pertenece a una actividad con connotaciones de monopolio natural, debe analizarse con detenimiento el impacto que dicho acceso preferente puede tener en la competencia en otros sectores

Además determinadas actividades liberalizadas, como la venta final a cliente, pueden apoyarse en actividades reguladas como la distribución. Esto es así porque el comercializador puede disponer de mayor información del cliente a través de la sociedad distribuidora que pertenece a su mismo grupo empresarial. Además, el consumidor final dispone de una imagen de marca correspondiente a su tradicional suministrador: el distribuidor. Por ello, desde el punto de vista de una mayor competencia, y pensando en la posibilidad para una compañía de suministrar más de un servicio, sería aconsejable que el grado de penetración que da la existencia de una red respecto al cliente final no fuera aprovechado por el mismo grupo. Esto es, que el propietario de la red de distribución de gas fuera distinto del propietario de la red de distribución eléctrica. En consecuencia debería de evitarse en lo posible que el mismo grupo empresarial diera servicio de ambas redes sobre un mismo cliente. Es el comercializador el que podría llegar a ofrecer ambos servicios: gas y electricidad.

Centrándonos ahora en el mercado del gas, la fusión de las dos empresas eléctricas plantea ventajas e inconvenientes en cuanto a su afeción a la competencia.

Las ventajas de la fusión serían fundamentalmente las derivadas de disponer de un mayor nivel de consumo propio (centrales existentes y futuras), así como de una mayor capacidad de captación de clientes ajenos de la que dispondrían Endesa e Iberdrola por separado. De esta forma, con un mayor volumen crítico podrían ejercer un mayor poder de compra en origen a los posibles suministradores y podrían conseguir gas, tanto para uso propio como ajeno, a precios más competitivos. Por consiguiente, estarían capacitadas para competir mejor con el actual agente que dispone de poder de mercado en el sector del gas. De esta forma se podría acelerar la competencia en el sector del gas.

Por otro lado, la posible fusión entre las dos empresas presenta también sus inconvenientes. Éstos son fundamentalmente los derivados de la pérdida de un actor que puede ser importante en el desarrollo de una competencia efectiva en el mercado del gas.

La importancia potencial de cada uno de los dos agentes ha quedado puesta de manifiesto en los apartados previos, en los que se señala los importantes objetivos de cada una de las empresas dentro del sector del gas. A continuación se resume esta importancia tanto en lo relativo a las actividades reguladas como liberalizadas.

En la actividad regulada de regasificación, tanto Endesa como Iberdrola disponen de proyectos por separado, de construcción de nuevas plantas: El Ferrol y Bilbao respectivamente. Por lo que respecta a redes de transporte y distribución de gas, Endesa posee numerosas redes derivadas de antiguas concesiones, e Iberdrola reconoce el interés por optar a los concursos de adjudicación de autorizaciones administrativas en las áreas geográficas en las que desempeña su actividad eléctrica.

En cuanto a la actividad liberalizada del suministro de gas, Endesa que en la actualidad dispone de contratos con Gas Natural SDG, reconoce estar negociando con otros suministradores, e Iberdrola dispone de acuerdos de suministro con REPSOL YPF para su proyecto en Bilbao y con un suministrador italiano SNAM (del grupo ENI) para sus futuras centrales en Castejón y Castellón. En cuanto a la comercialización, Endesa no ha suministrado datos de su previsión de comercialización, pero su pretensión podrá ser la de mantener su mercado actual así como suministrar a sus nuevos grupos: al menos un 20% del mercado. Por el otro lado, Iberdrola reconoce como objetivo llegar a un nivel de gas comercializado de entre el 15 y el 20% del mercado.

Por tanto, la pérdida de un agente potencial, tan a priori significativo en el mercado del gas, podría ser lesiva en el logro de una competencia efectiva en este mercado.

En cualquier caso, la operación de fusión estará esencialmente condicionada por la actividad eléctrica, y puesto que Iberdrola aún no ha comenzado actividad alguna en gas, y dado además que el desempeño futuro de Iberdrola en el mercado del gas dependerá de su evolución en el sector eléctrico, únicamente cabe hacer las recomendaciones a la operación de fusión que se recogen en el apartado siguiente.

## **14. RECOMENDACIONES**

Esta Comisión considera que habría actuaciones que, teniendo relación con los asuntos tratados en el presente informe, mejorarían el grado de competencia y eficiencia del sector, pero que por su propia naturaleza o por afectar a otros agentes no involucrados en la operación, no se podrían establecer como condicionantes a esta operación. Por ello se ha recogido en el presente Capítulo una serie de temas para que el Gobierno analice su posible implantación, con carácter general, para todas las empresas que actúan en el sector.

### **14.1. SOBRE LA PARTICIPACIÓN EN OMEL**

Sin perjuicio del necesario cumplimiento de lo establecido en las limitaciones establecidas en la Ley del Sector, sería conveniente que ninguna empresa con activos de generación pudiese tener una participación significativa en el capital de OMEL ni en sus órganos de Gobierno mientras esta compañía realice la gestión económica del mercado de producción organizado. Esta Comisión considera que, tal como se puede observar en otras experiencias internacionales, si se permite tener cuantas opciones de mercado organizados no reguladas se deseen - lo que implicaría una modificación legal - no existiría ningún problema a que la participación en OMEL fuese libre, pudiéndose eliminar la condición a que hace mención este apartado.

En ese sentido, sería conveniente que el Gobierno estableciese la aplicación de la limitación genérica introducida por el artículo 34 del RD Ley 6/2000, reduciendo la participación máxima en OMEL hasta cifras que no representen una posición relevante en la compañía (por ejemplo, un máximo del 3%), derogando la actual limitación del 10% que, aunque impuesta en

una norma previa al citado Real Decreto Ley, estaba incluida en una norma de carácter sectorial (la Ley del Sector).

## **14.2. SOBRE LA PARTICIPACIÓN EN REE**

Sin perjuicio del necesario cumplimiento de lo establecido en las limitaciones establecidas en la Ley del Sector, sería conveniente que ninguna empresa con activos de generación pudiese tener una participación significativa en el capital de REE ni en sus órganos de Gobierno. La CNE considera que, a diferencia de lo comentado para OMEL, esta limitación debe permanecer siempre que las funciones de Operador del Sistema sean realizadas por REE. En este sentido, el Operador del Sistema siempre será único, ya que sólo de manera centralizada puede garantizarse la seguridad del sistema, no siendo posible, al contrario de lo que ocurre con los mercados suficientemente alejados del tiempo real, que la operación del sistema pueda otorgarse a las fuerzas del mercado. Además de lo anterior, y tal como se ha comentado en apartados anteriores, también existe comunión de intereses entre las actividades de transporte y generación, que pueden derivar en incentivos perversos en contra de la competencia, por lo que sería conveniente que ninguna generadora pudiese participar en la empresa que realiza el transporte.

En ese sentido, sería conveniente que el Gobierno estableciese la aplicación de la limitación genérica introducida por el artículo 34 del RD Ley 6/2000, reduciendo la participación máxima en REE de agentes del mercado hasta cifras que no representen una posición relevante en la compañía (por ejemplo, un máximo del 3%, incluso un 0%), derogando la actual limitación del 10% que, aunque impuesta en una norma previa al citado Real Decreto Ley, estaba incluida en una norma de carácter sectorial (la Ley del Sector Eléctrico).



En caso de concretarse las medidas mencionadas anteriormente, sería conveniente que la SEPI enajenase, en el más breve plazo posible, la participación que en la actualidad tiene en REE.

#### **14.3. SOBRE LOS EQUIPOS DE MEDIDA**

Sin perjuicio de los posibles expedientes sancionadores que se pudieran establecer por el incumplimiento de lo establecido en la normativa vigente sobre equipos de medida, la relevancia de la operación de fusión no podrá invocarse para no cumplir con los plazos previstos para la adecuación de los puntos de medida.

Es cierto que, fruto de la operación de concentración y de la transferencia de activos, se modificarán las fronteras entre empresas y que ello obligará a la sustitución, en unos casos, e instalación en otros, de equipos de medida.

Sin embargo, continuar con un sistema que hasta la fecha (casi tres años) no ha conseguido medir con las calidades y plazos que un mercado mayorista requiere, no sería justificable. Por ello, en la concreción de operación deben preverse las dotaciones adecuadas para que la medición no represente un problema.

#### **14.4. SOBRE UN CÓDIGO DE CONDUCTA**

Tanto la empresa fusionada, como cualquiera de los agentes que operan en el sector eléctrico, deberían adoptar un código de conducta en materia de competencia.

Dicho código de conducta sería aprobado por la CNE.

#### **14.5. SOBRE LAS CENTRALES COMPARTIDAS**

El Plan de desinversión de activos debería garantizar la eliminación del régimen de propiedad compartida de los activos en los que en la actualidad

participan tanto ENDESA como IBERDROLA. En ese sentido no deberían ser válidas las fórmulas de abandonar la propiedad de determinados activos a través de la venta o permuta con agentes distintos de los ya existentes en la sociedad compartida, ya que esta actuación haría que el problema siguiese vigente. Por ello, o la empresa fusionada adquiere la totalidad del activo pasando a formar parte de su potencia instalada, o procede a la venta/permuta a las empresas con las que actualmente comparte la propiedad.

En el caso de que la empresa fusionada optase por la adquisición de la participación de terceros en centrales compartidas, debería proceder a la enajenación de la capacidad equivalente para respetar la máxima potencia autorizada mencionada anteriormente.

#### **14.6. SOBRE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

Con objeto de evitar incentivos perversos en la gestión por restricciones de los medios de producción, el Plan de desinversión de activos debería tender a garantizar que en ninguna zona geográfica relevante a efectos de restricciones, en especial en algunas regiones, un porcentaje significativo de los medios de producción no nucleares estén en manos de la misma empresa. La CNE definiría las zonas geográficas relevantes, a efectos de restricciones, después de aprobada la operación de concentración por parte del Gobierno.

#### **14.7. SOBRE EL RÉGIMEN ESPECIAL**

La CNE reitera la necesidad de que se aborde una revisión general sobre el actual sistema de incentivación del régimen especial, esencialmente que introduzca mecanismos de mercado a la hora de establecer las primas y

evite que promociones técnicamente ineficientes puedan ser viabilizadas a través de las citadas primas.

#### **14.8. SOBRE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE**

Las empresas notificantes no han hecho ninguna referencia en sus escritos sobre la posible inclusión de activos de transporte en el Plan de Desinversión de Activos. La empresa fusionada dispondría entonces, a modo de ejemplo, del 65 % del total de los kilómetros de líneas de 220 kV, así como del 51 % de la potencia de transformación instalada en el nivel de 400 kV. En términos de retribución del año 98, dispondrían del 34 % de la retribución del transporte, la cual incluye, además de las líneas y subestaciones, otros elementos necesarios para realizar dicha actividad.

Con objeto de evitar cualquier posible práctica anticompetitiva que pudiese aparecer por el uso de activos de transporte que favorezcan a generadores vinculados al mismo grupo empresarial que es propietario de los activos de citados, sería conveniente proceder a la venta de los activos de transporte a una empresa que fuese independiente de la producción. Tales prácticas anticompetitivas se pueden plantear tanto en la fase de planificación y construcción de accesos a la red de transporte para nuevos generadores - en la que, por ejemplo, se dilaten los trámites o los trabajos necesarios para realizar las acometidas, provocando retrasos que perjudiquen económicamente al nuevo competidor - como en la fase de operación - en donde pueden provocarse restricciones a la evacuación de las centrales de empresas competidoras.

Aún aprovechando la operación de fusión para establecer el condicionado citado anteriormente, parte de la actividad de transporte aún permanecería en manos de Unión Fenosa e Hidrocantábrico, no pudiéndose otorgar igual tratamiento a sus activos de transporte en el marco de esta operación de

fusión. Sin embargo, el Gobierno debería analizar la fórmula para conseguir completar la cesión de todos los activos de transporte a empresas sin vinculación en la generación.

Si se lograra transferir el 100 % de los activos de transporte a una empresa independiente, se tendría una ventaja adicional por el hecho de posibilitar una nueva regulación y una nueva fórmula de retribución de la actividad de transporte más eficiente que la actual.

#### **14.9. SOBRE LOS EQUILIBRIOS A MANTENER EN LAS ZONAS DE DISTRIBUCIÓN**

Tal y como se ha planteado en otros apartados del presente informe, con objeto de crear zonas de distribución compensadas, las empresas notificantes deberán confirmar que el Plan de Desinversión de activos de distribución tienden a mejorar las condiciones de equilibrio que minimicen o anulen las compensaciones entre empresas.

#### **14.10. SOBRE LA TITULARIDAD EN OTRAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

La empresa fusionada debería solventar, de la manera que considerase apropiada, aquellos casos en que cualquiera de las empresas notificantes tuviese participación con terceros sobre otras empresas distribuidoras, con objeto de eliminar dicha titularidad compartida.

Del mismo modo, la empresa fusionada debería renunciar al tratamiento retributivo específico de las distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997 que hayan adquirido hasta la fecha o que adquieran en un futuro.

#### **14.11. SOBRE EL SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN DE CONSUMIDORES QUE DISMINUYA LAS BARRERAS DE ENTRADA A LA COMERCIALIZACIÓN**

Sin perjuicio del cumplimiento de lo establecido en el RD Ley 6/2000 sobre envío de información sobre consumidores al Ministerio de Economía, la información no confidencial de los consumidores que se encuentran en las zonas de distribución que fuesen transferidas, debería ser remitida a la CNE, quien facilitará el acceso a la misma a través de internet. La información no confidencial será aquella que permita a los posibles comercializadores ofrecer sus servicios a los consumidores sin que el acceso a dicha información represente una barrera de entrada a aquellos. Para ello, en un plazo razonable desde la inscripción de la escritura de fusión, se debería haber remitido la citada información. Igualmente en esa misma fecha se debería haber incorporado en la factura que periódicamente se remite a los consumidores, mediante redacción que aportaría la CNE, el hecho de que, a menos que el consumidor exprese de manera escrita su disconformidad, la información señalada anteriormente sería hecha pública.

Sería recomendable que el Gobierno estableciera que, al menos seis meses antes del otorgamiento de la capacidad de elección a todos los consumidores (actualmente el año 2003), la información a que hace mención el apartado anterior se haya puesto a disposición del Ministerio de Economía por parte de todas las distribuidoras existentes en España, actuándose, con relación a la información a incorporar en las facturas periódicas, de igual manera que lo señalado anteriormente. Antes de publicarse la citada información, las empresas comercializadoras no deberían realizar ningún contacto comercial con clientes inmersos en zonas de distribución cuyo titular sea parte del grupo empresarial de la citada comercializadora.

#### **14.12. SOBRE LAS PARTICIPACIONES ACCIONARIAS DE LAS EMPRESAS NOTIFICANTES EN OTROS OPERADORES ENERGÉTICOS**

La fusión de Endesa e Iberdrola supondría una alteración en las participaciones accionarias que dichas empresas disponen en otros operadores energéticos. En consecuencia, debe respetarse la limitación en las participaciones accionarias impuestas por el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

#### **14.13. SOBRE LA ACTUACIÓN SIMULTÁNEA EN SECTORES ELÉCTRICOS Y DE GAS NATURAL**

Puesto que el incremento de competencia en el sector eléctrico puede venir propiciado por la participación en el mismo de sociedades que tradicionalmente operan en el sector del gas, y de forma recíproca, la competencia en el sector del gas podría verse incrementada igualmente por la participación de empresas eléctricas en el mismo, es conveniente independizar en lo posible la operación de las diversas compañías: eléctricas y gasistas.

## **15. CONCLUSIONES**

En virtud de lo expuesto a lo largo del presente informe, la Comisión Nacional de Energía, en el ejercicio de sus funciones, considera que la operación objeto de informe puede suponer una mejora en la situación de competencia actualmente existente en el mercado eléctrico. En consecuencia con lo anterior, acuerda subordinar el informe favorable sobre la operación de concentración consistente en la fusión de Endesa e Iberdrola a la observancia de las condiciones que siguen.

Las conclusiones de este informe son aprobadas por mayoría de los miembros del Consejo de Administración y con el voto en contra de los Consejeros Sres. Ruscalleda i Gallart y Unda Urzaiz.

Los Consejeros D. Sebastià Ruscalleda i Gallart y D. Juan Ignacio Unda Urzaiz, teniendo en cuenta los efectos sobre la competencia que podría causar la operación objeto del informe y que se exponen con claridad en el mismo y tras valorar los posibles elementos compensatorios de las restricciones que se aprecian, consideran que resulta adecuado declarar improcedente la operación notificada, reflejando sus argumentaciones y motivaciones en los votos particulares que se incorporan como Anexo al presente informe.

El Consejero D. Jordi Dolader i Clara manifiesta estar de acuerdo con las conclusiones pero desea incluir un voto particular por el que agrega un condicionado para el conjunto del sector que, si bien no obliga a los actores objeto del análisis, recomienda sea tenido en cuenta por el Gobierno en su decisión final. Este voto particular se incorpora igualmente como Anexo al presente informe.

## **15.1. SOBRE LA AUTORIZACIÓN DEFINITIVA**

El presente informe se centra en la valoración del diseño general de la operación que hoy se conoce y en si las condiciones autoimpuestas por las empresas interesadas son adecuadas, así como en la necesidad de establecer una serie de condicionantes adicionales para poder proseguir con la operación. Evidentemente, la magnitud de la operación y el diseño actual de la misma, hacen que, necesariamente, el presente informe sea el primero de una serie necesaria, por disposición legal, de informes preceptivos que la CNE deberá realizar, como ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos, que legalmente tiene encomendada la función de velar por la competencia efectiva en los mismos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento. Toda esta actividad posterior de la CNE deberá ir realizándose, según se vayan concretando los aspectos hoy no definidos que configuren la operación objeto de consideración.

Lo anterior es también de aplicación a esta Comisión, en el ejercicio de la función decimocuarta que le atribuye la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. En efecto, la operación de fusión de las actividades reguladas de las dos empresas, en primer lugar, y el plan de desinversión de activos de transporte o distribución, con posterioridad, requerirán la autorización de esta Comisión, con objeto de garantizar que no existen riesgos significativos, directos o indirectos, sobre las citadas actividades reguladas. Tal como señala la citada Ley, esta Comisión podrá dictar autorizaciones que expresen condiciones en las cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones.

En el análisis de la operación se abordan solo los aspectos ligados con los sectores energéticos en los que participan las dos empresas involucradas y, en consecuencia, no se prejuzga el impacto de la operación en otros sectores.



## **15.2. SOBRE LA CONCRECIÓN DEL PLAN DE CESIÓN DE ACTIVOS Y CONTROL Y SUPERVISIÓN DE LAS DISTINTAS FASES DE LA OPERACIÓN**

Antes de transcurrido un mes desde que el Gobierno autorice la fase actual de la operación, con el condicionado correspondiente, las dos empresas presentarán el plan de cesión de activos, a esta Comisión, sin perjuicio de otras actuaciones, detallando activos, plazos previstos, y otros elementos, para proceder al análisis del mismo, y emitir el dictamen preceptivo para su remisión al Gobierno en el que, o bien se apruebe el citado plan, o bien se introduzcan las modificaciones que se consideren oportunas para el eficaz cumplimiento de los condicionantes establecidos.

La Comisión Nacional de Energía, como ente regulador de los mercados energéticos, supervisará las actuaciones realizadas en el período transitorio, a fin de que se desempeñen con la máxima transparencia, vigilando en todo momento las actuaciones de los gestores de la empresa fusionada y de la Sociedad Gestora de Activos a Desinvertir (S.G.A.D.), garantizando la independencia de actuación de las mismas y la ausencia de coordinación entre ambas, y asegurando las cautelas oportunas para, en su caso, permitir la reversibilidad del proceso de fusión, si por incumplimiento de las condiciones fijadas fuese necesario.

## **15.3. SOBRE LA DILACIÓN DEL PERÍODO TRANSITORIO**

Esta Comisión considera que el plan de cesión de activos debe culminar, en el plazo más breve posible que sea compatible con un plan de enajenaciones ordenado, pero, en cualquier caso, inferior al indicado por las empresas en su notificación al Servicio de Defensa de la Competencia.

#### **15.4. SOBRE LA CONVENIENCIA DE DESINVERTIR ACTIVOS DE DIFERENTES ACTIVIDADES POR SEPARADO NO INTEGRADOS VERTICALMENTE**

La Ley del Sector Eléctrico estableció la necesidad de contemplar una clara separación entre las actividades reguladas y no reguladas.

En consecuencia, esta Comisión entiende que la desinversión de activos debe realizarse por separado para activos de generación, transporte, distribución, y, en su caso, comercialización.

No obstante, en casos singulares, el procedimiento de enajenación podría realizarse con una cierta flexibilidad consistente en agrupar activos de diferentes actividades en *paquetes* de venta.

Del mismo modo, en el caso de que se permitiese realizar permutas de activos, esta Comisión considera necesario que las mismas se hagan con aplicación del principio de reciprocidad y de transparencia en todos los elementos de la transacción, incluido el valor de los activos.

#### **15.5. SOBRE LA PARTICIPACIÓN EN OMEL**

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%.

La empresa fusionada deberá enajenar la participación en OMEL que exceda de la permitida por la normativa vigente.

Dicha operación deberá realizarse a la mayor brevedad posible una vez efectuada la inscripción de la escritura de fusión.

## **15.6. SOBRE LA PARTICIPACIÓN 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%.

La empresa fusionada deberá enajenar la participación en REE que exceda de la permitida por la normativa vigente.

Dicha operación deberá realizarse a la mayor brevedad posible una vez efectuada la inscripción de la escritura de fusión.

## **15.7. SOBRE EL GESTOR INDEPENDIENTE**

Las empresas deberán presentar la forma y criterios con que se seleccionará al Gestor Independiente, así como la forma en que posteriormente éste se relacionará con la empresa fusionada, y el mecanismo previsto para garantizar su absoluta independencia. La Comisión informará los citados criterios para su remisión al Gobierno.

Los criterios básicos de selección del Gestor Independiente tendrán en cuenta el Proyecto de Comunicación de la Comisión Europea sobre los compromisos presentados a la Comisión conforme al Reglamento (CEE= nº 4064/89 del Consejo y al Reglamento (CE) nº 447/98 de la Comisión, que se recoge en el cuerpo del informe.

## **15.8. SOBRE LA SOCIEDAD GESTORA DE ACTIVOS A DESINVERTIR**

Las empresas deberán presentar para informe de esta Comisión los criterios de actuación de la Sociedad Gestora de los Activos a Desinvertir y, en particular, la forma en que se garantizará: la solvencia técnica del personal de la citada Sociedad; la independencia de las ofertas al mercado que realice la empresa fusionada y la SGAD; la explotación eficiente de los

activos de la SGAD, con continuidad en los planes de mantenimiento y operación que deben tener este tipo de instalaciones; la calidad del servicio y el no deterioro de los activos; la forma en que, de manera ágil, tanto la empresa fusionada como la SGAD permitan al Ministerio de Economía y a la CNE realizar la adecuada supervisión de los comportamientos; y la implantación del código de conducta de la SGAD.

La Comisión informará los citados criterios para su remisión al Gobierno.

#### **15.9. SOBRE LOS COMPRADORES Y SOBRE EL PROCESO DE APROBACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DE CADA ACTIVO**

En el proceso de cesión de activos, la empresa que surja de la fusión deberá garantizar la solvencia técnico-económico-financiera, así como la independencia de actuación de los susceptibles compradores de activos.

En este sentido pueden tomarse como antecedentes en nuestro derecho las Decisiones del Consejo de Ministros en los casos HEINEKEN/CRUZCAMPO y CARREFOUR/PROMODES, que se recogen en el cuerpo del informe.

En consecuencia, es necesario que esta Comisión, una vez planteada la venta por parte de la empresa fusionada de un activo determinado, compruebe que el comprador previsto cumple los requerimientos de solvencia técnico-económico-financiera, así como de independencia respecto del vendedor.

#### **15.10. CONDICIONADOS A LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN**

En relación con la actividad de producción de energía eléctrica la Comisión considera que debe subordinarse la operación al cumplimiento de las condiciones siguientes:

### **15.10.1 Sobre el tamaño máximo de la empresa fusionada**

Esta Comisión considera que la entidad resultante de la concentración puede mantener una capacidad de producción instalada en el sistema eléctrico peninsular español igual a la que, en el momento de comunicación de la operación, tenía la compañía Endesa, que era la mayor de las dos compañías interesadas, y en las mismas condiciones en las que tenía autorizada dicha capacidad.

En consecuencia, con datos correspondientes a 31-12-99 y, en algún caso 01-11-00, la capacidad mencionada sería la siguiente:

- |   |           |
|---|-----------|
| ▪ Capacidad instalada a 31-12-99  | 19.379 MW |
| ▪ Capacidad autorizada por haber finalizado el trámite de información pública (art. 16 R.D. Ley 6/2000 )                                  | 1.560 MW  |
| ▪ Capacidad autorizada por necesidades de potencia instalada del sistema eléctrico sin haber finalizado el trámite de información pública | 420 MW    |

No se computará como capacidad instalada la correspondiente a centrales que, no habiéndose concedido la baja administrativa, no estén operativas desde hace más de dos años.

Sobre esta capacidad autorizada se aplicarán las limitaciones de incremento de potencia establecidas en el artículo 16 del R.D.L. 6/2000.

Este acuerdo es adoptado con el voto a favor del Presidente, Vicepresidente y los Consejeros D. José Sierra López, D. Carlos Duato Beneyto, D<sup>a</sup> . Carmen Fernández Rozado y D<sup>a</sup> . M<sup>a</sup> . Teresa Estevan Bolea, el voto en contra de los Consejeros D. Sebastià Ruscalleda i Gallart y D. Juan Ignacio Unda Urzaiz y la abstención del Consejero D. Jordi Dolader i Clara.

Los Sres. Meroño Vélez, Sierra López, Dolader i Clara y Duato Beneyto desean proceder a la explicación de su voto en el sentido siguiente: “que sin perjuicio de la postura adoptada por cada uno en relación con este acuerdo quieren manifestar la existencia de una posible alternativa consistente en, manteniendo una capacidad total similar a la del acuerdo adoptado, efectuar una combinación distinta entre las capacidades existentes y las nuevas recientemente autorizadas, de forma que se pudiera ceder una mayor proporción de activos de generación existentes, combinado con una mayor cantidad de nueva generación. Si la proporción de activos en producción, titularidad de la compañía resultante, descendiera por debajo del 40%, la limitación de autorizaciones futuras se mantendría sólo durante tres años, en lugar de cinco, de acuerdo con el R.D. Ley 6/2000.

Los elementos que deben destacarse de esta alternativa comparada con la aprobada son los siguientes:

- Mayor desinversión inmediata de ENDESA-IBERDROLA, al autorizarse una potencia instalada, en producción, inferior a la actual de ENDESA. Ello permite un mayor nivel de entrada de nuevos agentes competidores con capacidad de generación inmediata.
- Mayor potencia nueva, de construcción en dos-tres años, lo que permite a ENDESA-IBERDROLA un mix de producción con mayor proporción de IGCC.
- Disminución del plazo de “moratoria” para otras nuevas instalaciones, de cinco a tres años, en su caso.

- Posible mayor garantía de continuidad en los nuevos proyectos de IGCC, al continuarlos la misma empresa.”

Los Consejeros D. Sebastià Ruscalleda i Gallart y D. Juan Ignacio Unda Urzaiz motivan su voto en contra de lo establecido en el punto 15.10.1 en las razones contenidas en sus votos particulares incorporados como Anexo al presente informe.

#### **15.10.2      *Sobre las compañías adquirentes de los activos de producción***

Las entidades que adquieran activos como consecuencia del Plan de Desinversión estarán sujetas a lo establecido en el artículo 16 del R.D.L. 6/2000, especialmente respecto de las cuotas de potencia instalada y, en su caso, limitaciones temporales de incremento de dichas cuotas.

Este acuerdo es adoptado con el voto a favor del Presidente, Vicepresidente y los Consejeros D. José Sierra López, D. Jordi Dolader i Clara, D. Carlos Duato Beneyto, D<sup>a</sup> . Carmen Fernández Rozado y D<sup>a</sup> . M<sup>a</sup> . Teresa Estevan Bolea, el voto en contra del Consejero D. Juan Ignacio Unda Urzaiz y la abstención del Consejero D. Sebastià Ruscalleda i Gallart.

#### **15.10.3      *Sobre los proyectos de nuevas centrales autorizadas a ENDESA e IBERDROLA***

La empresa fusionada deberá comunicar simultáneamente a la presentación del plan de cesión de activos, aquellos proyectos que tiene previsto proseguir y los plazos previstos de entrada en funcionamiento, aquellos que, en su caso, incorporará en el plan de cesión de activos, así como aquellos en los que va a proceder a solicitar la finalización del expediente de autorización.

Dadas las actuaciones que sobre la red de transporte y/o distribución pudiesen haberse ya desarrollado en el marco de un proyecto de una futura central, la empresa fusionada estará obligada, bien a continuar con el trámite de construcción de la misma o bien a transferir los derechos a terceros.

La transmisión que, en su caso, se realice de los proyectos de nuevas centrales, formará parte del plan de cesión de activos, debiendo cumplir los criterios generales que se establecen en el resto del condicionado.

Con objeto de evitar una merma de la fiabilidad en el medio plazo, la transmisión de aquellos proyectos cuya fecha de puesta en marcha estuviese prevista para los años 2002, 2003 o 2004, deberá realizarse lo antes posible, a fin de no retrasar la entrada en funcionamiento de las nuevas centrales.

En cualquier caso, tanto ENDESA como IBERDROLA (hasta la inscripción de la escritura de fusión en el Registro Mercantil) como la empresa fusionada (con posterioridad a dicha inscripción), deberán proseguir con normalidad todos los trámites necesarios para evitar dilaciones en los procesos administrativos.

#### **15.10.4 *Sobre la estructura de generación inicial de la empresa fusionada y del resto de las empresas generadoras con posterioridad a la operación***

Respecto a la estructura de generación de la empresa fusionada y a la media de los “mix” de las empresas que adquieran activos de generación, la Comisión entiende que deberán ser “mix” equilibrados en cuanto a sus condiciones de operación y que respondan a la estructura de la media nacional.



En casos singulares debidamente justificados podrían variarse los criterios de enajenación de activos.

**15.10.5      *Sobre las centrales que integran cada tecnología dentro de la empresa fusionada***

Para establecer el mix de generación que mantendrá la empresa fusionada, no solo se tendrán en cuenta las cuotas por tecnología sino también los factores que determinen la eficiencia de las centrales que componen el parque existente correspondiente a cada tecnología.

Por ello, en la determinación de la eficiencia del mix de producción, también se deberá contemplar la vida residual de las distintas centrales que componen cada tecnología del mix, la hidráulica media en el caso de las centrales hidroeléctricas y los emplazamientos de las instalaciones con objeto de evitar que valores nominales de potencia o energía similares, pudiesen beneficiar significativamente a las empresas que dispongan de activos con mayor vida residual.

**15.10.6      *Sobre la no discriminación a las empresas interesadas en el proceso***

En el proceso de búsqueda de compradores de los activos sujetos a enajenación, no deben crearse condiciones que, directa o indirectamente, discriminen o perjudiquen a ningún comprador.

**15.10.7      *Sobre los nuevos agentes generadores con posición de dominio en mercados de suministro de combustibles***

Para prevenir distorsiones de competencia en el mercado de generación eléctrica, se considerará la situación que los adquirentes de centrales incluidas en el Plan de Desinversión tengan en el mercado de gas natural y petróleo como combustibles para consumo eléctrico.

La consideración de dichas situaciones, o cuotas de mercado de combustibles, se realizará conjuntamente con la de las cuotas del mercado de producción eléctrica que vayan a adquirir.

Este acuerdo es adoptado con el voto a favor del Presidente y de los Consejeros D. José Sierra López, D. Jordi Dolader i Clara, D. Carlos Duato Beneyto y D. Juan Ignacio Unda Urzaiz, el voto en contra del Vicepresidente y las Consejeras D<sup>a</sup> . Carmen Fernández Rozado, D<sup>a</sup> . M<sup>a</sup> . Teresa Estevan Bolea y la abstención del Consejero D. Sebastià Ruscalleda i Gallart.

#### **15.10.8      *Sobre los activos de bombeo***

Las empresas notificantes han considerado en sus escritos los activos de bombeo que permanecerán en la empresa fusionada, integrados, conjuntamente con la producción hidráulica convencional

Sin embargo, los activos de bombeo deberán ser parte del plan de desinversión de activos, como una tecnología independiente de la hidráulica, dada su importancia para la seguridad del sistema y su carácter estratégico como activo de producción que, al mismo tiempo, puede modificar la curva de demanda con la que se enfrentan los propios productores. Esta última capacidad estratégica, ya de por sí muy importante en el proceso de fijación de precios, se acrecienta en los procesos de operación del sistema, ya que esta instalación puede llegar a provocar aumentos de demanda (cuando la instalación bombea) que provoquen restricciones en la operación, y que sean solucionados por la propia instalación que oferta dejar de bombear y pasar a producir.

En ese sentido, ninguna empresa, incluida la fusionada, dispondrá de una concentración excesiva de potencia instalada en bombeo como resultado del plan de desinversión de activos.

Este acuerdo es adoptado con el voto a favor del Presidente y los Consejeros D. José Sierra López, D. Jordi Dolader i Clara y D. Carlos Duato Beneyto, el voto en contra del Vicepresidente y las Consejeras D<sup>a</sup> . Carmen Fernández Rozado, D<sup>a</sup> . M<sup>a</sup> . Teresa Estevan Bolea y la abstención de los Consejeros D. Sebastià Ruscalleda i Gallart y D. Juan Ignacio Unda Urzaiz.

La Consejera D<sup>a</sup> . M<sup>a</sup> . Teresa Estevan Bolea vota en contra al considerar que la correcta gestión de una UGH incluye todas las centrales establecidas en el correspondiente tramo de cuenca por lo que, operativamente, no sería bueno para la adecuada explotación de los recursos hídricos y generación hidroeléctrica esta segregación de los activos de bombeo de su UGH natural.

#### **15.10.9      *Sobre los activos hidráulicos***

Esta Comisión considera necesario que ninguna empresa, incluida la fusionada, pueda disponer, como fruto del proceso de cesión de activos, de una concentración excesiva de los activos hidráulicos.

Esta limitación ya lleva implícito que las instalaciones con capacidad actual de ofrecer el servicio complementario de regulación frecuencia-potencia, así como el de reposición de servicio, queden suficientemente diversificados. Igualmente lleva implícito el que ningún agente disponga de la explotación relevante de dos de los cuatro principales sistemas hidráulicos (Tajo, Duero, Sil y Ebro).

#### **15.10.10      *Sobre la explotación de los sistemas hidráulicos***

El plan de desinversión de activos tomará como referencia las actuales Unidades de Gestión Hidráulicas empleadas en el mercado de producción, ya que las empresas propietarias han justificado que representaban unidades que requerían su integración para tener una explotación eficiente, por lo que no tendría ahora sentido su partición.

Para poder proceder a la enajenación de activos que impliquen la partición de una UGH, la empresa fusionada deberá demostrar los motivos por los que no se pierde la capacidad de realizar una explotación eficiente si se procede a la mencionada partición.

#### **15.10.11      *Sobre las centrales de fuel o de fuel gas***

Dado que es previsible que estas centrales sean las que, conjuntamente con las centrales hidráulicas, en el corto y medio plazo, establezcan el precio marginal del sistema, se estima necesario que ningún agente disponga de un porcentaje excesivo de la capacidad instalada en este tipo de centrales.

#### **15.10.12      *Sobre el tratamiento a dar a los Costes de Transición a la Competencia (CTC)***

En razón del funcionamiento general del sistema eléctrico español la Comisión considera que los activos que se desinvirtan lleven incorporados los CTC remanentes que le fueron reconocidos, si procede.

Si en la ejecución del plan de desinversión aflorasen plusvalías que tuviesen relación con el citado complemento, sería adecuado que éstas se empleasen para disminuir los CTC pendientes de cobro de cada instalación.

## **15.11.           CONDICIONADOS A LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

En relación con la actividad de distribución de energía eléctrica la Comisión considera que debe subordinarse la operación al cumplimiento de las condiciones siguientes:

### **15.11.1        *Sobre el tamaño de la empresa fusionada y los activos a desinvertir***

Esta Comisión considera que la entidad resultante de la concentración puede mantener una actividad de distribución con suministro a clientes no cualificados o “a tarifa” similar a la que, en el momento de la notificación de la operación tuviera la compañía mayor de las dos compañías interesadas y que corresponde aproximadamente al 41 %.

Este acuerdo es adoptado por el Consejo de Administración por mayoría con el voto a favor del Presidente, D. José Sierra López, D. Jordi Dolader i Clara y D. Carlos Duato Beneyto, el voto en contra del Vicepresidente, D<sup>a</sup> . Carmen Fernández Rozado y D<sup>a</sup> . M<sup>a</sup> . Teresa Estevan Bolea y la abstención de D. Sebastià Ruscalleda i Gallart y D. Juan Ignacio Unda Urzaiz.

Adoptado el acuerdo anterior y a propuesta del Consejero D. José Sierra López, el Consejo considera que otra posible alternativa consistiría en ceder la gestión de la actividad de distribución, en la parte que exceda del 41% o cantidad similar, y hasta el porcentaje propuesto por la empresa después de la desinversión en distribución (62%) a un gestor independiente específico para esta exclusiva actividad de forma que, además la empresa fusionada se abstenga de comercializar en las zonas correspondientes al referido porcentaje entre el 41% y el 62%. La limitación de comercialización establecida y la actividad del gestor independiente tendrán un plazo de

duración hasta el día 1 de enero del año 2004 o, en su caso, el correspondiente hasta un año después de la fecha de plena apertura del mercado libre, si esta se adelantara a la actualmente establecida ( 1 de enero de 2003).

Este acuerdo es adoptado por el Consejo de Administración por mayoría con los votos a favor del Vicepresidente, el Consejero D. José Sierra López y las Consejeras D<sup>a</sup> . Carmen Fernández Rozado y D<sup>a</sup> . M<sup>a</sup> . Teresa Estevan Bolea, el voto en contra del Presidente y los Consejeros D. Jordi Dolader i Clara y D. Sebastià Rusalleda i Gallart y la abstención de los Consejeros D. Carlos Duato Beneyto y D. Juan Ignacio Unda Urzaiz.

El Sr. Meroño Vélez y el Sr. Dolader i Clara motivan su voto negativo respecto de la propuesta aprobada en las siguientes razones:

- "1. Sobre la base de una autorización de la actividad de distribución y suministro "a tarifa" del 62% del mercado peninsular, mercado relevante, resulta insuficiente que la limitación de la actividad de comercialización a clientes libres, en la misma zona de distribución, alcance sólo el 22%.
2. El equipo humano que actuará bajo la dirección del gestor independiente durante el breve plazo de tres años, será el actualmente dedicado a tales funciones en alguna de las empresas que se concentran y, en todo caso, se integrará en la empresa fusionada transcurrido el plazo mencionado, por lo que el ejercicio de la independencia será muy difícil. No ocurre así con las centrales de generación a ceder a terceros y el personal de las mismas que, al fin del periodo de venta de activos, pasarán a empresas distintas de las fusionadas.

Si el porcentaje de limitación de la comercialización sobre el área de distribución hubiera sido superior, habríamos votado positivamente la propuesta presentada, por considerar que dicha limitación de comercialización, en una misma zona, aunque sea temporal, es favorable para el desarrollo del mercado y de la competencia.”

Los Consejeros D. Sebastià Ruscalleda i Gallart y D. Juan Ignacio Unda Urzaiz motivan sus votos a lo establecido en el punto 15.11.1 en las razones contenidas en sus votos particulares incorporados como Anexo al presente informe.

#### **15.11.2      *Sobre los agentes que adquieren los activos de distribución***

Además de la empresa fusionada y las otras dos grandes empresas de distribución existentes (Unión Fenosa e Hidrocantábrico), se deberá crear al menos una distribuidora relevante más.

#### **15.11.3      *Sobre la calidad de servicio.***

La empresa fusionada garantizará que se transfieren todos los elementos necesarios (brigadas, bases de datos, personal cualificado, centros de atención a clientes, centros de control, etc.) que permitan, al menos, el mantenimiento de la calidad que hasta la fecha se venía suministrando.

Cada una de las cesiones de activos que determinen que una zona de distribución es operada por un titular diferente que las dos empresas notificantes de la operación de concentración, significará un expediente de autorización administrativa separado, no permitiéndose que toda la operación de cesión de activos de distribución se realice en un mismo expediente.

## **15.12. CONDICIONADOS A LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN**

En relación con la actividad de comercialización de energía eléctrica la Comisión considera que debe subordinarse la operación al cumplimiento de las condiciones siguientes:

### **15.12.1 Sobre la estructura de la empresa fusionada.**

Con relación a la estructura de la empresa fusionada, esta Comisión considera necesario que la misma se configure con el modelo que en la actualidad tienen ENDESA o HIDROCANTÁBRICO, es decir, aquél en el que la comercialización es realizada por una filial separada, y no por la matriz, como en el caso de IBERDROLA, o mezclando generación y comercialización, como ha establecido Unión Fenosa. Las empresas ya han indicado que ese es el modelo previsto para la nueva empresa.

### **15.12.2 Sobre el tamaño inicial de la comercializadora de la empresa fusionada.**

*En la documentación aportada a la CNE se señala que “...dada la dificultad legal y práctica de proceder a la enajenación de contratos, y dado el escaso rango temporal de los mismos, las entidades notificantes proponen un esquema basado en la no renovación de algunos contratos ya suscritos a medida que éstos vayan venciendo, en lugar de un esquema de cesión de contratos de comercialización... En esta propuesta, la entidad resultante de la Fusión limitaría hasta el 1 de enero de 2003 su cuota de mercado al 50% de la nueva energía que se contrate por los consumidores cualificados, incluyendo la energía objeto de nuevos contratos y de la renovación de los contratos vencidos”.*



Siendo cierta la mencionada problemática, también lo es que es extremadamente compleja la supervisión del cumplimiento de la fórmula de autolimitación que plantean. También se considera demasiado elevada la cuota de comercialización en manos de la empresa fusionada, incluso con el mecanismo previsto, ya que limitan al 50% (valor ya de por sí elevado) la energía por nuevos contratos y contratos que van venciendo, pero nada dicen de la energía de los contratos que tengan un plazo de vencimiento posterior o cercano a 2003, que pueden representar un valor importante de la energía. Del mismo modo, esta autolimitación podría soslayarse si todos los contratos que, desde la fecha en que se explicita la fusión, se plantean con plazos elevados.

### **15.13. SOBRE EL MERCADO DEL GAS**

La Comisión considera que los acuerdos Endesa-Gas Natural y Iberdrola-Repsol deben ser revisados a tenor de las nuevas circunstancias derivadas de la operación de concentración.



Comisión  
Nacional  
de Energía

## ANEXO I VOTOS PARTICULARES

**Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la  
fusión de ENDESA, S.A. e IBERDROLA S.A.**

28 de noviembre de 2000



Comisión

Nacional

de Energía

## **Voto particular del Consejero D. Sebastià Ruscaleda i Gallart al Informe de la CNE sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de ENDESA, S.A. e IBERDROLA, S.A.**

La introducción de competencia en la gestión de los sistemas eléctricos a la que estamos asistiendo a nivel mundial tiene como finalidad básica que, sin perder el carácter de servicio universal, los mecanismos de mercado hagan posible a medio plazo que los precios y la calidad de servicio que obtienen los consumidores sean en promedio mejores a los que se obtenían como resultado de la gestión intervenida por el Estado, bien sea como propietario o como regulador que fija los precios y las condiciones de servicio.

El paso de un sistema intervenido a otro liberalizado requiere manejar un proceso de transición más o menos largo en el que juega un papel fundamental la estructura del sector.

Sólo aquellos países que, como los nórdicos, tienen una oferta profusamente atomizada, han tenido un periodo de transición corto y disfrutan en la actualidad de un mercado liberalizado en el que los precios son reflejo del buen funcionamiento del mercado.

Otros países, como Argentina, han conseguido la estructura de generación adecuada en el momento de la privatización imponiendo como condición que ninguno de los compradores pudiera tener más del 10% de la capacidad de generación.

En la mayoría del resto de países en los que se ha empezado la liberalización del sistema eléctrico, entre ellos España, nos encontramos en una fase transitoria en la que es necesario el ajuste permanente de la regulación a la estructura cambiante del sector.

Es evidente que mientras que la legislación puede variar con cierta rapidez, el cambio de la estructura del sector es un proceso mucho más lento, sobre todo cuando las empresas son privadas.

Los éxitos o fracasos que se obtienen en este periodo transitorio dependen fundamentalmente de que la regulación controle a la estructura o ésta domine a la regulación.

Sin necesidad de recordar el proceso continuado de adaptación de la regulación inglesa, baste observar como en un mismo país, los Estados Unidos, el éxito de Pennsylvania y el fracaso de este verano de California, donde los precios a

los consumidores finales han subido hasta un 300% en algunas zonas, se pueden explicar perfectamente por el acierto y el desacierto en las propuestas de las Comisiones Reguladoras respectivas para pilotar el periodo de transición.

El proyecto de fusión entre Endesa e Iberdrola se produce durante este periodo de paso de la intervención al libre mercado en el sistema eléctrico español.

La situación de partida anterior a la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico, el llamado Marco Legal Estable, se caracterizaba por la planificación por parte del Estado a través del Plan Energético Nacional y la gestión del servicio por parte de empresas públicas y privadas remuneradas a través de valores estándares.

En estas circunstancias, las empresas privadas tuvieron el marco adecuado para resarcirse del quebranto económico ocasionado por sus inversiones nucleares y las empresas públicas registraron los beneficios suficientes para equilibrar las pérdidas del resto del sector público del Estado.

El inconveniente era que todo ello se conseguía a través de unas tarifas eléctricas elevadas, por encima de la media de lo que pagaban los consumidores de los países de nuestro entorno. Como consecuencia, el precio de la energía eléctrica no contribuía a la competitividad de la economía española, en un mundo cada vez más globalizado.

Es por ello que fue un acierto la determinación del Gobierno de liberalizar el sistema eléctrico a través de la Ley del Sector Eléctrico que, a diferencia de la LOSEN que se proponía objetivos muy limitados y de difícil articulación —el llamado sistema independiente—, se proponía una verdadera liberalización en las actividades de generación y comercialización.

En coherencia con el principio de introducción de competencia en el sector, el Gobierno procedió acertadamente a la privatización de la empresa pública ya que en el marco regulatorio establecido, resulta imposible ser al mismo tiempo regulador y regulado sin infundir sospechas más que razonadas en los competidores privados.

El punto de desacuerdo de la Comisión Reguladora de entonces, la CSEN, con la ley del Sector Eléctrico y con el proceso de privatización de ENDESA, como se puso de manifiesto en los numerosos informes emitidos, era la falta de medidas que impulsaran la mejora de la estructura horizontal del sector, a todas luces demasiado concentrada.

Ya con anterioridad, cuando la ley vigente era la de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, la CSEN condicionó la toma de control accionarial de la Compañía Sevillana de Electricidad y de Fuerzas Eléctricas de Cataluña por parte de Endesa al respeto de la independencia operativa de ambas empresas. Es conocido que la CSEN no pudo hacer cumplir estas condiciones porque en la Ley del Sector Eléctrico desaparecieron las facultades que tenía para autorizar este tipo de procesos.

En tiempos más recientes esta preocupación por la estructura del sector se ha plasmado, entre otros, en el informe de la CNSE sobre el funcionamiento del mercado eléctrico en 1998 y en las conclusiones del informe de la CNE 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.

Finalmente el Gobierno, mediante el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, de Medidas de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, también se hace eco de esta preocupación por la estructura del sector y establece medidas coyunturales y revisables de manera que aquellos productores cuya potencia eléctrica instalada exceda del 40% del total, no podrán incrementar la potencia instalada durante un periodo de cinco años y que aquellos cuya potencia instalada sea inferior al 40% del total, pero superior al 20%, no podrán hacerlo en el plazo de tres años.

Bien es verdad que, a pesar de estos defectos estructurales, desde 1997 hemos asistido a la reducción de los precios de la energía eléctrica tanto para los consumidores a tarifa como para aquellos consumidores que han accedido al mercado libre, aunque no hay que olvidar que estas reducciones se han conseguido, no por el funcionamiento del mercado, sino mediante medidas administrativas entre otras la de reducción del pago de garantía de potencia a los consumidores que pasaron al mercado a cuenta de que los consumidores que quedasen a tarifa pagaran más.

También ha resultado fundamental el haber ligado el cobro de los CTC a que los precios en el mercado mayorista no excedieran de las 6 PTA/kWh.

Pero del funcionamiento del mercado mayorista y minorista se pueden sacar dos claras conclusiones que deberían ser tenidas en cuenta a la hora de analizar el proyecto de fusión objeto de este informe.

1) El mercado mayorista de electricidad no parece aún contestable. Endesa e Iberdrola tienen capacidad de fijar el precio del mismo en distintos mercados horarios independientemente del resto de las ofertas. Ello se puede deducir del informe de la CNSE sobre el funcionamiento del mercado eléctrico en el año 1998 y los episodios de “guerra de precios” que se produjeron en dicho año, y, a la vista del aumento desorbitado de precios que se observaba en el mercado mayorista, de la solicitud a la CNE por parte del Director General de Energía, de informar “a la mayor brevedad posible sobre las actuaciones de los sujetos (...) que están afectando gravemente a la liberalización emprendida por el Gobierno en el Sector Eléctrico”.

2) El aparente éxito del mercado minorista en el que el valor medio de la reducción de los precios se ha situado alrededor de un 20%, esconde un ejercicio de fidelización de clientes por parte de las cuatro comercializadoras ligadas a las cuatro grandes empresas distribuidoras de electricidad existentes.

Lo ponen en evidencia los siguientes datos:

a) Las cuatro comercializadoras aludidas, Endesa Energía, Iberdrola Energía, Unión Fenosa Energía e Hidrocantábrico Energía se reparten más del 99% de la energía comercializada sin que el resto de comercializadoras —alrededor de 130— consiga introducirse en el mercado.

b) El número de clientes que han cambiado a un comercializador distinto al ligado a sus redes de distribución es mínimo. En el caso de Endesa e Iberdrola inferior al 5%.

La conclusión es clara: quien domina las redes de distribución y dispone de generación, controla la comercialización.

El paso siguiente puede ser que, una vez estabilizado el reparto geográfico de la comercialización entre los cuatro agentes mencionados, los precios en el mercado minorista suban más de lo que les correspondería en un mercado en el que hubiera verdadera competencia en la comercialización.

En estas circunstancias se ha presentado en el Servicio de Defensa de la Competencia el proyecto de fusión de Endesa e Iberdrola y el Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía ha solicitado el preceptivo informe a la CNE.

El objetivo de la fusión, de acuerdo con lo manifestado por los solicitantes, es constituir un competidor viable en el nuevo entorno europeo y mundial y crear valor para sus accionistas mediante la mejora del mix de producción inicial de Endesa e Iberdrola y la consecución de una dimensión y estructura adecuada en el negocio regulado, la obtención del mejor valor posible de los activos a desinvertir y la reinversión del *cash flow* obtenido en otros mercados nacionales y extranjeros.

De acuerdo con el proyecto de fusión, en generación, la empresa resultante tendría la capacidad de la mayor, aproximadamente 20.000 MW (con el mix mejorado), desinvirtiendo el equivalente a 16.000 MW y se solicita que se respete las autorizaciones para construir nuevos ciclos combinados hasta 2.800 MW. Con ello la empresa resultante se quedaría aproximadamente con el 42% de la capacidad de generación instalada en el país.

En distribución, aunque se afirma que siendo un negocio regulado no debería efectuar ninguna desinversión, manifiesta la voluntad de vender red de distribución hasta un equivalente de 4 millones de puntos de suministro con lo que la empresa resultante de la fusión se quedaría aproximadamente con el 62% de la distribución.

En comercialización propone una autolimitación en la consecución de nuevos contratos de hasta el 50% hasta el año 2003.

Con ello, además de conseguir sus objetivos empresariales, las empresas que piensan fusionarse entienden que se produce de hecho una reestructuración del sector eléctrico que tiene como efecto la dinamización de la competencia al crear el espacio suficiente para la aparición de hasta tres nuevos agentes en generación y comercialización con los que se ganan 10 años de tiempo en la reestructuración del sector, según sus manifestaciones.

La obligación de todo regulador, la mía en este caso, ante ésta y cualquier operación de fusión, es la de respetar las razones económicas que subyacen en el proyecto que puedan redundar en beneficio de sus gestores y de sus accionistas y dudar de las razones esgrimidas en favor de la competencia, pues si ésta es efectiva irá indudablemente en contra de los intereses de los accionistas.

Dicho de otra manera los intereses de las empresas que pretenden fusionarse y los de los consumidores no son compatibles en todos los casos. Sólo serán compatibles si la operación contribuye a la competencia efectiva en el sector.

Para conocer los distintos puntos de vista, la CNE abrió un proceso de audiencias a los consumidores y al resto de los agentes afectados.

Las respuestas, que se han adjuntado al informe de la CNE, van desde la oposición total de algunos que consideran “la imposibilidad absoluta de que la operación pueda ser autorizada conforme a la Ley 16/1989 de 17 de julio de Defensa de la Competencia, sin que quepa el sometimiento de la misma a condición alguna”, hasta la posición de alguna empresa eléctrica que no objeta a la concentración y se interesa sólo por su oportunidad de crecimiento.

En medio de estos extremos se encuentran los puntos de vista de consumidores y otros potenciales nuevos competidores que para ilustración de mis conclusiones resumo a continuación:

“Debe evitarse que el proyecto de fusión resulte en una concentración de activos de generación y de distribución, si se desea que finalmente haya un mercado eléctrico competitivo que redunde en un beneficio al consumidor. Idealmente el porcentaje de participación de cada empresa tanto en el área de generación, como en la de distribución, debería estar limitado a un máximo de 25-30%, para evitar cualquier posición de dominio que pueda seguir ejerciendo poder de mercado.”

“Las empresas que pretenden fusionarse para lograr un tamaño que les haga respetarse en el ámbito internacional, no deben olvidar que están operando en un mercado nacional en el que el resultado de la operación de concentración puede desembocar en la supresión de la libre competencia o en el abuso o incremento de una posición de dominio que ya poseían.”

“Una compañía que controla el 45% de la capacidad productiva no es compatible con un mercado suficientemente competitivo, independientemente del número y tamaño del resto de los productores.”

“Aún siendo la distribución una actividad regulada, la experiencia de los mercados eléctricos competitivos, incluyendo el español, indica que el control de activos de distribución brinda unas ventajas indudables para el desarrollo por el mismo grupo empresarial de la actividad de comercializador, aunque esta actividad se encuentre formalmente en otra empresa distinta del mismo grupo.”

“El proyecto de fusión se plantea en un momento en que el mercado eléctrico español demuestra escasez de oferta interior y está prácticamente aislado respecto del exterior, lo que supone un círculo pernicioso porque, sin aislamiento poco importaría la escasez de oferta interior pero, sin solución del aislamiento, la propia oferta interior inducirá carestía relativa del precio de la energía eléctrica, y más en condiciones de escasez.”

“Como asociación de empresarios entendemos los deseos de crecimiento y de maximizar el beneficio como intereses legítimos de cualquier empresa, pero lógicamente, en nuestra faceta de consumidores pensamos que cualquier tipo de concentración por parte de la oferta es siempre negativo para la competencia....

La única ventaja que este proyecto de fusión parece tener, es que haga reflexionar al Gobierno sobre un proceso de liberalización estancado y al que el día a día muestra sus defectos de diseño previo que provienen de un sector pendiente de una reforma estructural, sin la cual nunca será posible la competencia real.”

“La operación de concentración lleva aparejadas fundadas inquietudes en cuanto sus efectos sobre los mercados relevantes en el que operan ambas entidades.”

“El proyecto de fusión no puede sino perjudicar las de por sí difíciles condiciones en que se desarrolla la liberalización del mercado eléctrico en España.”

Es opinión del que suscribe este voto particular que las medidas coyunturales y urgentes, promulgada por el Gobierno, a través del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, no son más que el reconocimiento inicial de las dificultades con que se puede encontrar el proceso de liberalización energética si no existe un cambio en las estructuras de los sectores afectados.

En el caso del sector eléctrico, el Gobierno deberá aprovechar las facultades que le otorga el Real Decreto-Ley para en el futuro variar los plazos (3 y 5 años de demora) y los porcentajes (20 y 40% de la capacidad de generación) para permitir nuevas instalaciones de generación a Endesa e Iberdrola para que, en función de la evolución y la estructura empresarial del sector, se pueda conseguir la estructura adecuada para que la competencia sea efectiva.

En estas circunstancias las empresas afectadas por un exceso de tamaño en relación con el mercado relevante, Endesa e Iberdrola, presentan un proyecto de fusión cuyo resultado, de aprobarse, sería una empresa cuya capacidad de generación (42%) sería del orden del límite coyuntural y urgente fijado por el Gobierno en el Real Decreto Ley.

Si el Gobierno aprobase la fusión en los términos que se plantea, podría pensarse que el tamaño de la empresa resultante es compatible con la competencia efectiva en el sector o, por lo menos, que es un paso positivo hacia la competencia efectiva.

A mi entender, los posibles efectos positivos a corto plazo quedan contrarrestados por el hecho de que, una vez aprobada la fusión, las empresas fusionadas tendrían alguna razón para oponerse a los cambios que necesariamente han de continuar produciéndose en la estructura del sector para conseguir que la competencia sea efectiva.

No puede pensarse que de la estructura del sector en el que una empresa posea el 42% de la generación (con un mix mejorado) y conoce perfectamente la estructura de costes de las centrales que ha vendido, pueda derivarse un buen funcionamiento del mercado. Este valor está muy alejado del porcentaje máximo que posee el mayor generador en países con entorno regulatorio comparable al nuestro.

La reducción de tarifas y precios que se ha obtenido hasta ahora en el sistema eléctrico indican que el Gobierno inicialmente ha acertado con la liberalización y que el control que ha ejercido durante este periodo transitorio, a pesar de los problemas que se han puesto de manifiesto, ha sido básicamente correcto.

Pero el funcionamiento del mercado mayorista y minorista indica que existen aún muchos problemas que resolver. Conviene que los reguladores estemos



prestos a tomar cuantas medidas creamos oportunas para mejorar la estructura del sector y el funcionamiento del mercado y para ello es fundamental que no se tomen decisiones que puedan hipotecar el ritmo y la intensidad de las medidas que deben adoptarse.

Mi opinión es que la aprobación de la fusión, aunque pueda parecer que introduce ventajas a corto plazo, constituye una hipoteca para el futuro, con resultados negativos a medio plazo.

Por desgracia la situación de aislamiento eléctrico en que se encuentra la península ibérica no puede variar sustancialmente en las próximas décadas (el trámite para no construir la línea Aragón-Cazaril duró 22 años) por lo que la competitividad energética de nuestra economía deberá apoyarse en el buen funcionamiento del mercado peninsular y para ello es necesario que la oferta de energía eléctrica generada eficientemente supere a la demanda.

A mi modo de ver estas inversiones futuras, que tan necesarias son y que tantas barreras técnicas están encontrando en su materialización, (trámites administrativos inacabables, proyectos sombra, indefinición de la suficiencia de las redes de transporte), saldrán perjudicadas si el Gobierno aprueba la fusión, puesto que el escenario en que el actor dominante tenga el 42% de la generación y controle el 62% de la distribución no es el más adecuado para pensar que la rentabilidad de sus inversiones sea lo que se espera al invertir en un mercado donde la competencia sea efectiva.

Los mecanismos a través de los cuales la empresa dominante puede introducir prácticas restrictivas de la competencia que perjudiquen a sus competidores y desincentiven por tanto sus inversiones pueden encontrarse en el informe "El sector eléctrico español. Análisis del poder de mercado" que realizó London Economics por encargo de la CNSE y entre ellos se cita la distorsión de los precios al por mayor a través del "apuntamiento" de la curva de duración de precios: el operador existente que cuenta con una gran cartera de centrales puede optar por limitar los precios para las horas valle (donde es más probable que se produzca una nueva entrada) hasta que estos se establezcan inmediatamente por debajo del nivel necesario para recuperar los costes medios de un nuevo entrante y buscar una compensación aumentando los precios en las horas llano y en las horas punta. De esta forma, el operador ejerce su dominio en la medida en que todas sus centrales se benefician de los precios en horas llano y en horas punta, mientras que sólo algunas de ellas se ven afectadas por los precios bajos de las horas valle.

Mi voto discrepante es consecuencia de que, aunque las condiciones a las que subordinan el informe favorable van en la buena dirección, los porcentajes admisibles de generación y distribución, se fijan más en los límites autoimpuestos por las compañías para llevar a cabo la fusión que en los límites necesarios para que la competencia resultante sea efectiva en beneficio de los consumidores.

Por ejemplo, no es contrastable internacionalmente que el mantener el 40 o el 62% del mercado de distribución sea necesario para obtener la dimensión y la estructura adecuada en el negocio regulado.

En países como Noruega, donde funciona la competencia, existen una gran pluralidad de empresas distribuidoras, la mayor de las cuales, Oslo Energi A.S., tiene poco más de 300.000 puntos de suministro.

En el Reino Unido, en un mercado con más de 26 millones de puntos de suministro, la mayor de 14 empresas distribuidoras tiene 3,2 millones de puntos de suministro, valor alrededor del cual determinadas economías de escala, por ejemplo la compra de materiales, desaparece.

En realidad es difícil encontrar a nivel internacional empresas distribuidoras que tengan el tamaño actual de ENDESA e IBERDROLA (8,5 millones de puntos de suministro cada una) y más aún de la dimensión de la posible empresa fusionada (13 millones) a no ser en países donde el servicio eléctrico es un monopolio de Estado.

Por otra parte, ENDESA conoce muy bien que, a pesar de que EDENOR tiene 2,1 millones de puntos de suministro y EDESUR 2 millones, el Ente Regulador de la Electricidad de Argentina a la vista de que ENDESA poseía “una tenencia accionaria importante en la sociedad controlante de EDENOR” y que “ENDESA, S.A. habría devenido controlante de las acciones de ENERSIS y con ello controlante de la sociedad inversora que controla a EDESUR”, teniendo en cuenta que uno de los objetivos que querían que obtuviesen con la privatización de SEGBA, S.A. era que “el proceso de privatización y la evolución posterior del mercado eléctrico no desemboquen en una concentración económica en unos pocos grupos empresarios, ya que ello atentaría contra el logro de un mercado competitivo” ha ordenado a ENDESA “la realización de los actos necesarios para desprenderse de la titularidad de todas las acciones que posee como propietaria ... en una de las dos sociedades controlantes de las dos distribuidoras”

A mi entender no existen las pretendidas economías de escala aducidas por las empresas para controlar el 62% de la distribución. Más bien existen razones para pensar lo contrario, es decir, que al aumentar mucho la dimensión de las empresas distribuidoras aparecen diseconomías de escala en términos de calidad de servicio.

En este sentido el representante del comité de empresa de UGT de Iberdrola manifestó en su comparecencia que, por escasez de medios, alguna brigada tenía que desplazarse más de 200 km para atender averías, circunstancia que a mi juicio puede estar detrás de las razones por las cuales el TIEPI correspondiente a las interrupciones imprevistas haya pasado de 2,11 horas en 1998 a 2,61 en 1999.

El negocio de distribución debe tener una dimensión más humana a la que representaría el 62% del territorio nacional.

Mi voto negativo no es a todo el informe, sino a sus conclusiones, ya que de su contenido, que suscribo, entiendo que se pueden deducir mis conclusiones por lo menos con la misma lógica que se han deducido las conclusiones mayoritarias.

En mi opinión, aquí y ahora, toda proporción de generación y distribución superior al 30% en manos de una sola empresa puede dificultar grandemente la competencia efectiva en el mercado mayorista y en el minorista en las condiciones de débil separación vertical de actividades que tenemos en España.

Como quiera que la condición de limitarse al 30% me parece una proposición inaceptable por las empresas que proponen la fusión, ya que cada una

de ellas posee en la actualidad un porcentaje superior, propongo que, en beneficio de los intereses de los consumidores, que no se autorice la fusión y se adopten cuantas medidas sean necesarias para que Endesa e Iberdrola no puedan ejercer el poder de mercado que ahora ostentan. Para ello habrá que cambiar cuantas normas de funcionamiento del mercado mayorista sea necesario y tomar las medidas oportunas para que la actividad de comercialización pueda ejercerse sin las barreras de entrada que en la actualidad representan los distribuidores cuyo comportamiento elimina en la práctica el derecho de acceso de terceros a la red.

A mi entender, la CNE puede colaborar a este cambio mediante la propuesta de las medidas adecuadas para llevarlo a cabo con objetividad y transparencia en beneficio de todos los sujetos que operan en el sistema y de los consumidores.

---

**Voto particular del Consejero D. Juan Ignacio Unda al Informe de la CNE sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de ENDESA, S.A. e IBERDROLA, S.A.**

El Consejero D. Juan Ignacio Unda teniendo en cuenta los efectos sobre la competencia que podría causar la operación de fusión entre las empresas Endesa S.A. e Iberdrola S.A., que se describen con claridad en el presente informe, y tras valorar los posibles elementos compensatorios de las restricciones que se aprecian, ***considera que resulta adecuado declarar improcedente la operación notificada.***

El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía.

Por ello la liberalización del sector eléctrico se produce con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menos coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente.

El análisis de las siguientes consideraciones permite a este Consejero llegar a la conclusión de improcedencia de la operación notificada:

- 1.- Sobre la necesidad de presentación del plan de cesión de activos por parte de las empresas Endesa e Iberdrola antes de la autorización de la operación por el Gobierno.**

A efectos del correcto ejercicio por la CNE de la función decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, entiendo que el plan de cesión de activos, que sólo ha sido referido de manera general e inconcreta en la documentación remitida al Servicio de Defensa de la Competencia y a esta Comisión por las empresas, debería ser presentado al Gobierno, de manera prolija y detallada, con anterioridad a la eventual aprobación con condiciones de la concentración y por ende haber sido remitida a la CNE a informe preceptivo previo.

La razón de esta consideración se encuentra en la necesidad de permitir a la CNE ejercer adecuadamente, y con todos los elementos de hecho a su alcance sobre la operación, la función decimoquinta antes referida, pues de lo contrario, se sustrae a su debido análisis un elemento esencial de la misma, y que condiciona en gran medida el resultado del mismo, como es el plan detallado de cesión de activos.

En este sentido, conviene tener presente las consideraciones de la Comisión Europea en su Propuesta de Comunicación sobre los compromisos presentados a la Comisión conforme al Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo y al Reglamento (CE) nº 447/98 de la Comisión, en cuyo párrafo 38 se señala, en relación con el compromiso de cesión: *“...las partes, al presentar un compromiso de cesión, deberán ofrecer una definición exacta y exhaustiva del objeto de cesión previsto. La descripción debe ser suficientemente completa para permitir la identificación inequívoca de todos los activos pertinentes (materiales e inmateriales), actividades y servicios incluidos en el conjunto y, lo que no es menos importante, no ofrecer duda alguna sobre las actividades y servicios que no se incluyen”*.

De lo contrario, nos encontraríamos con que la operación podría ser aprobada por el Gobierno exigiendo determinadas condiciones genéricas sin conocer si el plan de cesión de activos de las empresas

que se fusionan cumple con dichas condiciones, e impidiendo igualmente a la CNE ejercer adecuadamente la función decimoquinta de la Dad. Undécima. Tercero.1 de la Ley 34/1998, pues una vez aprobada la operación, la intervención de la CNE en el procedimiento de aprobación del plan de desinversiones y de aprobación de su ejecución individualizada a cada comprador, queda, una vez se entienda que aquella función ya ha sido cumplida, al amparo de la voluntad del Gobierno en recabar de este organismo nuevamente su opinión.

Por el contrario, si antes de aprobarse la fusión se dispone por el Gobierno del plan de cesión de activos, de manera detallada y en consonancia con las consideraciones de la Comisión Europea en su proyecto de Comunicación antes citado, se permitiría que la CNE pueda, previa remisión del mismo por el Gobierno, en cumplimiento de la función de informe sobre la operación de concentración, completar su anterior informe (el actual).

## **2.- Sobre el precedente de la operación de concentración de Unión Fenosa hidrocarbónica y el Real Decreto Ley 6/2000.**

El proyecto de concentración de Unión Fenosa sobre Hidrocarbónica representa un importante precedente que no debe olvidarse a la hora de analizar la operación tal como se señala en el informe. Dicha operación aportó, no solo los criterios que empleó el Gobierno para no autorizarla, sino también un reconocimiento oficial de la problemática que representa la estructura horizontal del mercado de producción. De hecho, la operación y la decisión final del Gobierno pueden considerarse una de las fuerzas impulsoras del artículo 16 del Real Decreto Ley 6/2000 sobre medidas urgentes de intensificación de la competencia.

La decisión del Gobierno rechazó la disminución de agentes que representaría la OPA, aunque el tamaño de la nueva empresa hubiese sido mucho menor que la de los otros dos grandes agentes – ENDESA e IBERDROLA. En esta decisión primó básicamente la disminución del número de agentes (4 mejor que 3 se dijo en declaraciones en lo que desde es momento se constituyó en la nueva doctrina) frente a las cuotas de mercado de los mismos. Dicha doctrina podía haber sido considerada inconsistente si se hubiese analizado de una manera aislada.

Sin embargo a la decisión sobre la citada OPA, el Gobierno añadió inmediatamente después una nueva normativa, el citado Real Decreto Ley, que terminó de configurar un planteamiento tendente a tratar de corregir algunos de los problemas de competencia que ostentaba el sector eléctrico, estableciendo dos hitos normativos novedosos y contundentes: en primer lugar se estableció un límite del 20% al tamaño de una empresa de generación por encima del cual se suponen problemas de competencia; en segundo lugar se impuso una limitación al crecimiento de las dos empresas que superaban dicho valor, con objeto de que la entrada de los nuevos agentes fuese gradualmente disminuyendo la cuota de aquéllos.

Por lo tanto la decisión del Gobierno sobre la OPA de Unión FENOSA sobre Hidrocantábrico debe ser considerada conjuntamente con las medidas establecidas inmediatamente después por el propio Gobierno mediante la promulgación del Real Decreto Ley, y considerando también que en el mismo se establece que el Gobierno podrá variar los porcentajes y plazos en función de la evolución y estructura empresarial del sector, situación que ocurre con la presente operación.

En este sentido se considera de interés las referencias que se hacen en el capítulo correspondiente del informe a las conclusiones de la CNE en su informe sobre la citada operación, así como en el informe

solicitado a la CNE por el Vicepresidente del Gobierno y Ministro de Economía en el marco de los trabajos de elaboración del citado Real Decreto Ley 6/2000.

Por último y para facilitar el análisis convendría recordar que el nivel de interconexiones eléctricas es claramente insuficiente y por tanto la competencia sólo puede proceder del mercado estatal peninsular si a ello le añadimos como se desprende del cuerpo del informe que la capacidad de influencia que tendría la empresa resultante sería notoria y que las empresas que pretenden fusionarse conocen los costes marginales reales de sus centrales y por lo tanto de todas aquellas que integren el plan de desinversiones, y por ende los precios a los que sus futuros competidores puedan ofertar en el mercado organizado, dándoles no sólo una ventaja competitiva sino también una mayor posibilidad de ejercicio de poder de mercado. Este Consejero considera que esta operación debe ser considerada como una auténtica reestructuración, atacando el principal problema de la competencia que es la estructura horizontal.

Por todo ello este Consejero detecta dos inconsistencias a las conclusiones del presente informe:

- ✓ La primera es permitir que la empresa fusionada aumente la diferencia relativa con respecto al segundo competidor, dándole con ello un mayor dominio individual sin que el Gobierno haga uso de la competencia de modificar los porcentajes que le otorgó el propio Real Decreto Ley 6/2000 en su art. 16 en función de la evolución y estructura del sector.
- ✓ La segunda inconsistencia es que se permita que empresas que en la actualidad no superan el 20% de cuota, valor por encima del cual el Gobierno reconoce que existirán problemas de competencia, superen dicho valor.



### **3.- Sobre la problemática de la actividad de producción.**

En relación con la actividad de producción, dada la problemática extensamente planteada a lo largo del informe, en los epígrafes correspondientes, y teniendo en cuenta que las mismas no tienen reflejo en las conclusiones, este Consejero considera que es preciso señalar las siguientes cuestiones básicas respecto de la citada actividad:

a.- El tamaño de la empresa fusionada.

De acuerdo con el texto del informe, teniendo en consideración lo señalado en el anterior epígrafe dado el elevado tamaño que se le permite mantener a la empresa fusionada y sobre todo una vez ésta mejore su mix de generación, este Consejero considera que la misma aumentara su posición de dominio individual, por ello y al contrario de lo establecido en las conclusiones del informe y en línea con las experiencias internacionales de los países más avanzados (Reino Unido, Argentina, países nórdicos, etc.) debería limitarse la capacidad instalada a la empresa fusionada a valores del orden del 30%. Este Consejero hace notar que esta cifra sigue estando muy alejada de la que se considera en los países anteriormente mencionados.

Así mismo habrá que tener en cuenta que determinados reguladores consideran el rango de 1800 en el índice HHI como indicadores de un grado de concentración a partir del que podrían esperarse problema de competencia y que la citada fusión aun después de un plan de desinversión del 30% superará dicho índice.

b.- Sobre los activos hidráulicos y de bombeo.

De acuerdo con lo reflejado en el texto del informe, la producción hidráulica es una tecnología agotada y de un valor fuertemente estratégico por sus especiales características técnicas, por ello aunque se recoge como conclusión al informe, este Consejero señala

que dicha conclusión es carácter genérico, y considera que la Comisión Nacional de Energía, como órgano regulador sectorial especializado en el sector eléctrico (energético) debe determinar el valor máximo que deben permitirse mantener (de activos de producción hidráulica) a cualquiera de los agentes que operen en el mercado de producción, considerando como adecuados valores máximos entre el 20-25% a mantener por las mismas.

Así mismo una vez establecido el valor máximo hay que introducir en la valoración sobre la capacidad efectiva de las centrales hidráulicas un índice que evalúe el grado de utilización de cada unidad de gestión hidráulica para diferentes escenarios de hidraulicidad, sino se estaría introduciendo un sesgo muy importante en la valoración del plan de fusión que produce un notable incremento en la posición de dominio de las empresas.

Estas mismas reflexiones debieran ser de aplicación a las instalaciones de bombeo.

c.- Sobre las restricciones técnicas en el sistema eléctrico.

Como se desprende del cuerpo del informe en el proceso de gestión de las restricciones se produce una particularidad en lo que se refiere al mercado geográfico relevante. En el caso del sistema eléctrico español 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 Iberdrola y Endesa, las principales centrales generadoras de la zona de Levante, la zona centro y la zona catalana, que es donde se producen el 72% de las restricciones técnicas del sistema eléctrico peninsular, pasarían a estar en manos de un único agente, además de mantener también una posición de dominio importante en las zonas norte y centro.

Como se puede apreciar, la fusión de Endesa e Iberdrola daría lugar a una configuración en la que se agruparía en torno a un único agente, la situación de monopolio que ya tienen cada uno de ellos en los diferentes mercados relevantes zonales.

Por todo ello este Consejero considera que si bien figura en el apartado 15.b) de "*Recomendaciones*" la misma en principio debiera haber sido una conclusión, pero aun cuando así hubiese sido es de señalar que la misma tiene un carácter genérico en su configuración, y dado que la Comisión Nacional de Energía es, como se ha señalado reiteradamente, el órgano regulador sectorial especializado en el sector eléctrico (energético), debe determinar el valor máximo que debe permitirse mantener de activos de producción, excluyendo los activos nucleares, a cualquiera de los agentes que operen en el mercado. Como valor máximo este Consejero considera como propuesta el 40%.

d.- Sobre los emplazamientos.

En el proyecto de fusión no se hacen consideraciones respecto a los emplazamientos, es opinión de este Consejero que se debe considerar en el proyecto de fusión el valor estratégico de los emplazamientos dado el alto valor añadido de los mismos y las dificultades que en el momento actual supone para las empresas entrantes encontrar emplazamientos que sean licenciables, así como la construcción de nuevas líneas de alta tensión de evacuación de la generación y conexión a la red de transporte. Un ejemplo es el emplazamiento de la C.N. de Lemoniz con toda su infraestructura realizada y licenciada.

e.- Sobre la conveniencia de desinvertir activos de diferentes actividades por separado y no integrados verticalmente

Este Consejero señala que si bien se recoge en las conclusiones un apartado sobre la conveniencia de desinvertir los activos de las diferentes actividades por separado y no integradas verticalmente, dicha conveniencia en la propia condición queda desvirtualizada al establecer al mismo tiempo la consideración de que debe permitirse cierta flexibilidad consistente en la agrupación de activos de diferentes actividades en paquetes de venta.

Este Consejero considera que en ningún caso debiera permitirse la desinversión de activos agrupando activos de las diferentes actividades debido a que la ley establece la necesidad de contemplar una clara separación entre las actividades reguladas y las no reguladas.

f.- Centrales compartidas

Este Consejero considera que el plan de desinversión de activos debería garantizar la eliminación del régimen de propiedad compartida de los activos en los que en la actualidad participan Endesa e Iberdrola y por lo tanto debiera haber figurado como una conclusión y no como una recomendación dado que se considera que las políticas de explotación de las centrales podrían ser utilizadas como elementos de coordinación y de transferencia de información relevante entre los propietarios.

#### **4.- Sobre la actividad del transporte**

En una primera visión simplista, la operación que se informa no debería presentar mayores problemas en lo que a la actividad de transporte se refiere. La fusión de las dos filiales que desarrollan actividades de transporte supondría, previsiblemente, una reducción de los costes de inversión y de los de operación y mantenimiento, ya que, por ejemplo, podrían unificarse los criterios de diseño de las instalaciones, se reduciría la gama de materiales utilizados para su construcción y se centralizarían los planes de mantenimiento de las mismas, lo que significaría, por todo ello, un mejor aprovechamiento de los medios, humanos y materiales, disponibles.

Igualmente, siguiendo en esta primera visión simplista, no es previsible que la operación de fusión implicase una merma de la calidad de servicio alcanzada. Antes al contrario, es lógico pensar que existiría 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.

Con relación a esta actividad de transporte, las empresas notificantes de la operación de fusión que se informa no han indicado absolutamente nada. Cabe deducir que no es su intención incorporar activos de transporte en el Plan de Desinversión a realizar con posterioridad a la fusión.

Sin embargo, aunque es obvio que la empresa dominante en esta actividad de transporte es Red Eléctrica de España, S.A., con un 60,57 % del total de la retribución de la actividad en el año 1998, el porcentaje que alcanzaría la empresa resultante de la fusión no es nada despreciable: un 33,88 % del total de la retribución correspondiente al referido ejercicio de 1998.

A la vista de lo anterior, con objeto de evitar cualquier posible práctica anticompetitiva que pudiera surgir a la hora de hacer efectivo el acceso de terceros a las redes de transporte, por el hecho de utilizar activos de transporte que favorezcan a las empresas generadoras pertenecientes al mismo grupo empresarial, sería interesante proceder a la venta de todos los activos de transporte de la empresa fusionada a una empresa que fuese independiente de las empresas generadoras.

La opción más factible es que dicha venta de activos de transporte sea realizada a Red Eléctrica de España, S.A., empresa que, por mandato legal, tiene asignadas las funciones de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, consiguiéndose la máxima efectividad de dicha medida si en el accionariado de esta última sociedad se impidiese la participación de empresas con intereses en la actividad de generación, entre ellas, la empresa resultante de la fusión que se informa.

## **5.- Sobre la actividad de distribución de energía eléctrica.**

Este Consejero considera que dada la problemática planteada a lo largo del cuerpo del informe respecto de la actividad de distribución se debiera haber estimado como una posible solución la separación de propiedad para los activos de distribución-red. Esta formulación se viene aplicando en países de avanzado grado de liberalización.

La aplicación del anterior criterio supondrá la desaparición de los problemas planteados.

Así mismo señalar que esta conclusión de alguna manera esté en concordancia con la recomendación que hace la CNE respecto del transporte, no hay que olvidar que la distribución no debe ser más que una actitud de red, siendo además ésa la tendencia en la ley del

sector eléctrico, una vez que todos los clientes sean cualificados y su suministro de energía eléctrica sea llevado por las comercializadoras.

Como segunda alternativa, fruto de las reflexiones del cuerpo del informe, y que debiera haber sido considerada por esta Comisión Nacional de Energía, está el planteamiento de la prohibición de que las comercializadoras ligadas a un distribuidor en una zona determinada no pudiesen comercializar en dicha zona de distribución.

Las características de la desinversión debe ir en la línea de otro de los requisitos deseables: la minimización de las compensaciones entre empresas debido a las distintas características de los mercados a suministrar. Es decir, que los ingresos procedentes de las facturaciones a los consumidores sean lo más parecidos posibles a los costes retribuidos. Y ello, tanto en el corto plazo, mientras que existan consumidores a tarifa integral, como en el medio y largo plazo, cuando todos los consumidores sean elegibles y los ingresos se deriven únicamente de las facturaciones de los peajes por uso de las redes.

Por todo ello se desprende la enorme dificultad de la operación y que en caso de proseguir con la tramitación debiera incluirse en el plan de desinversión de activos, una desinversión de activos de distribución tal que la empresa fusionada resultante no superase el 30% del total de los activos del sistema eléctrico peninsular, y basado en los costes retribuidos derivados únicamente de un modelo de red de referencia.

Las características de la desinversión iría en la línea de otro de los requisitos deseables: la minimización de las compensaciones entre empresas debido a las distintas características de los mercados a suministrar. Es decir, que los ingresos procedentes de las facturaciones a los consumidores sean lo más parecidos posibles a los costes retribuidos. Y ello, tanto en el corto plazo, mientras que existan consumidores a tarifa integral, como en el medio y largo plazo,

cuando todos los consumidores sean elegibles y los ingresos se deriven únicamente de las facturaciones de los peajes por uso de las redes.

## **6.- Sobre la actividad de comercialización de energía eléctrica**

Este Consejero considera que en relación con al actividad de comercialización y en concordancia con lo señalado en el apartado correspondiente a la distribución.

Las primeras de las 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 (de acuerdo con las formulaciones previas) y los segundos como responsables de la venta de energía.

La segunda, y no menos importante, es que un elemento claramente dinamizador de la comercialización, y que indirectamente presiona al propio mercado mayorista, es el adelanto del calendario de elegibilidad.

Por ello este Consejero estima que se debe adelantar el calendario de elegibilidad de los consumidores, de forma que a lo largo del año 2001 todos los consumidores sean declarados cualificados.

## **7.- Sobre la operación desde el punto de vista de la integración vertical en el sector eléctrico.**

Sin perjuicio de la problemática que se ha ido describiendo en apartados anteriores existen otras relaciones indirectas entre las actividades reguladas y las competitivas. La fusión incide, en cierta medida, en la desintegración vertical que persigue la normativa.



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.

Con este ejemplo sencillo se ve que en empresas verticalmente integradas no solo se puede manipular el precio del mercado mediante retiradas de capacidad sino también a través de incrementos especulativos de la demanda del grupo empresarial.

Así mismo habrá que considerar el efecto de los costes de transición a la competencia (que se analiza posteriormente) en la integración vertical, y los relacionados con los puntos de medida, esencialmente entre las funciones de distribución y comercialización, es sobre las mayores o menores facilidades que da un determinado agente para permitir el acceso a sus instalaciones.

## **8.- Sobre los costes de transición a la competencia**

Los CTC's se determinaron para cada grupo generador como el valor actual neto, durante un periodo de tiempo determinado, del flujo diferencia entre dos previsiones de ingresos: la proveniente de la regulación anterior y la proveniente del nuevo modelo de mercado.

Una vez que se determinaron estos importes brutos para cada grupo generador, en la inmensa mayoría positivos, se añadieron unas partidas en concepto de inversiones extraordinarias, homogeneización nuclear y periodificaciones de 1997.

Para ello, es preciso asignar a cada uno de los grupos que pudieran estar afectados por la desinversión, los costes varados que les corresponda en el momento de la enajenación, con el fin de aportar transparencia a este proceso y comprobar el verdadero valor actual de los CTC's asociados a ese activo.

El Ministerio de Economía a través de su Dirección General de Política Energética y Minas ha remitido en escrito de fecha 21 de noviembre de 2000 a la CNE los CTC's central a central en los que se encuentran los CTC's por tecnologías y para nuevas instalaciones, excepto Elcogas.

Así mismo señalar que la patronal UNESA, con fecha 20 de noviembre de 1998 donde figura central a central la reproducción del cálculo de los CTC's según la hipótesis del MINER, y también señalar que la CNE tiene su propia réplica a los citados cálculos.

Respecto a la forma de enajenar los activos, se ha de indicar que sólo las subastas reúnen las condiciones mínimas de transparencia y objetividad que se precisan para conocer el valor de mercado del activo. Sin embargo, en el caso de intercambios de activos con CTC's asociados positivos, nulos o negativos entre empresas existentes, los activos se intercambiarán junto con los respectivos CTC's asociados.

Por último, los incentivos al carbón establecidos o que se establezcan para la central enajenada, se otorgarán con independencia de quién sea el nuevo propietario de la misma, ya que el objetivo perseguido es el consumo de carbón autóctono en esa central durante el periodo transitorio.

Lo razonable en un proceso de fusión como el presente disminuya el montante total de CTC's, porque pueden aflorar plusvalías en las centrales subastadas, que inicialmente no fueron tenidas en cuenta.

De todo ello se desprende nuevamente la complejidad de la operación y que si no son tenidas en cuenta restarían competencia y eficiencia al sector eléctrico.

## **CONCLUSIÓN**

En virtud de lo anteriormente expuesto, teniendo en cuenta los efectos sobre la competencia que podría causar la operación de fusión entre las empresas Endesa S.A. e Iberdrola S.A., que se describen con claridad en el presente informe, y tras valorar los posibles elementos compensatorios de las restricciones que se aprecian, *considera que resulta adecuado declarar improcedente la operación notificada.*



Comisión  
Nacional  
de Energía

### **Voto particular del Consejero Jordi Dolader i Clara al informe de la CNE a la propuesta de fusión por absorción de ENDESA sobre IBERDROLA**

Visto el informe que la CNE emite como consecuencia de la propuesta de fusión por absorción de ENDESA sobre IBERDROLA, el Consejero Jordi Dolader i Clara quiere manifestar su punto de vista al mismo por considerar que se debería adicionar al condicionado de la operación lo que el presente voto concluye.

El RDL 6/2000 establece, para los productores del régimen ordinario que dispusiesen de una potencia instalada superior al 40%, una moratoria a un eventual aumento de su capacidad productiva de 5 años, para aquellos que tuviesen una participación entre el 20 y el 40% una moratoria de 3 años y para los productores con participaciones de hasta el 20%, el RDL no establece ninguna restricción a un incremento de su capacidad productiva. Con ello, este Consejero opina que el gobierno hizo suyas, en parte, las opiniones vertidas por la CNE con ocasión del informe preceptivo de la OPA de UEF sobre HC en donde se decía que se precisaba una actuación regulatoria en el sentido de modificar la estructura sectorial.

Esta propuesta de fusión por absorción pone en evidencia que ENDESA ha detectado una oportunidad y ha tomado, desde la iniciativa empresarial, el relevo a la propia administración diseñando una verdadera reestructuración sectorial que afecta al 80% tanto de la generación como de la distribución, auto imponiéndose la limitación establecida en el RDL 6/2000 y proponiendo quedarse en la banda alta de la misma, esto es, mantener una cuota superior al 40% en la producción.

Este planteamiento es impecable desde el punto de vista de la lógica empresarial ya que, respetando la legalidad vigente, la propia Ley Sectorial 54/97 y la modificación introducida por el RDL 6/2000, la empresa resultante de la fusión quedaría muy bien posicionada en el mercado global de la energía y se le generaría la oportunidad de capturar sinergias que podrían volcarse en el valor de la compañía.

Además, con esta reestructuración de la propiedad en los medios de producción de energía eléctrica, el nivel de competencia quedaría algo mejorado atendiendo a los valores resultantes de los indicadores de concentración.

Sin embargo no debería aceptarse esta operación de reestructuración sectorial, sin antes subsanar las disfunciones que se evidencian en el mercado eléctrico minorista, en materia de competencia efectiva. Por ello y por el calado de las consecuencias que ello conlleva, este Consejero opina que, antes de afrontar la reestructuración bajo análisis, sería necesario corregir estos defectos regulatorios.

Dado el actual escaso o nulo nivel de resultados económicos de las empresas dedicadas a la actividad de comercialización, y como consecuencia de la lógica derivada de la cobertura industrial de riesgos asumida por las empresas en las actividades liberalizadas, resulta que generación y comercialización vienen siendo, de hecho, dos caras de una misma realidad económica.

El grupo resultante de la fusión por absorción podría llegar a alcanzar, al menos teóricamente y de aplicar toda su generación a ello, una cuota de comercialización para atender a consumidores elegibles superior al 40% no impidiéndole nada comprar en el pool toda la energía que precisase para atender a la demanda de sus consumidores a tarifa conectados en sus redes de distribución y por ello superar el 80% de cuota total en el mercado eléctrico español.

Por otro lado, está ampliamente demostrado que para proteger la posición competitiva de las actividades liberalizadas, las empresas se han venido beneficiando, gracias a una prolongada dejación administrativa de la regulación, de las actividades reguladas de transporte y distribución.

Así las cosas, la actividad de generación ha utilizado las redes de transporte y de distribución en beneficio de la garantía de la evacuación de su producción y de la gestión de restricciones entre otros comportamientos y la comercialización se ha beneficiado de las redes de distribución para fidelizar a los consumidores elegibles, especulando con cuestiones tales como un posible mejoramiento o empeoramiento de su calidad de servicio, la dificultad o facilidad del acceso a las redes o la obligatoriedad o permisividad en los equipos horarios de medición.

Resultado de ello es que dos años después de iniciado el funcionamiento del mercado eléctrico minorista, el nivel de migración de los consumidores elegibles de su distribuidora habitual a otra comercializadora no perteneciente al mismo grupo empresarial es bajísimo así como la penetración en el mercado de las comercializadoras sin generación asociada es casi nula.

De aceptarse la desinversión en la actividad de distribución en los términos propuestos en la operación bajo análisis que afectaría a 4 millones de consumidores, estimándose equivalente a una energía de 25 TWh, la cuota resultante en el mercado eléctrico a clientes elegibles y a tarifa podría alcanzar un 64%, superior a la que resultaría de su participación en generación, un 40%, y ello afectaría de forma importante a la competencia efectiva y a los beneficios que de toda esta operación cabría esperar que obtuviesen los consumidores.

Por ello, previo a la autorización de la operación de fusión propuesta por ENDESA y con efecto para todo el sector eléctrico español este Consejero considera indispensable modificar la regulación de las actividades reguladas en el sentido de transferir el resto de los activos de transporte en manos aun de las empresas eléctricas al operador del sistema, REE, y reasignar la propiedad de las redes de distribución de manera que los actuales conflictos de intereses entre las actividades reguladas y las liberalizadas sean superados.

Cabe aquí recordar que el propio RDL 6/2000, obliga a CLH y a ENAGAS, con actividades que deberían ser reguladas operando en sectores liberalizados, a limitar la participación en su accionariado por idénticas razones a las hasta aquí expuestas y también es procedente recordar la actual limitación del 10% aplicable a las empresas eléctricas en su participación en REE.

En otras palabras, al haberse demostrado ineficiente la regulación que permite mantener la propiedad conjunta de actividades reguladas y liberalizadas, que obliga tan solo a la separación jurídica, se concluye que es indispensable que previo a la reestructuración sectorial propuesta por ENDESA, se modifique esta regulación, limitando o prohibiendo la propiedad conjunta.

En el presente informe de la CNE, se incluye alguna mención a esta problemática. Sin embargo este es un tema de excesiva transcendencia para no ser abordado de forma previa a la iniciativa de fusión por absorción propuesta por ENDESA.

**En conclusión, no objetando el derecho de ENDESA a proponer y que le sea autorizada la fusión por absorción de IBERDROLA, este Consejero opina que debería ser modificada la regulación general del sector eléctrico de forma previa a esta autorización obligando a la separación de la propiedad de las empresas con actividad preferente en la gestión de redes, transporte o distribución, de las empresas con actividades liberalizadas, generación o comercialización.**