

# **Tribunal de Defensa de la Competencia**

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

### **EXPEDIENTE DE CONCENTRACIÓN ECONÓMICA C77/02 IBERENOVA/GAMESA**

EMPRESA NOTIFICANTE:

**IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES II, S.A. (IBERENOVA**

OBJETO:

**ADQUISICIÓN POR PARTE DE IBERENOVA DE DETERMINADOS  
ACTIVOS EÓLICOS DE LA SOCIEDAD GAMESA CORPORACIÓN  
TECNOLÓGICA, S.A.**

## ÍNDICE

1	ANTECEDENTES .....	2
1.1	Remisión al Tribunal. ....	2
1.2	Recepción del expediente y actuaciones del Tribunal. ....	2
1.3	Alegaciones de terceras partes.....	3
1.4	Alegaciones de los notificantes.....	3
2	NATURALEZA DE LA OPERACIÓN.....	4
2.1	Antecedentes .....	4
2.2	Descripción de la operación.....	4
2.3	Restricciones accesorias. ....	7
3	APLICACIÓN DE LA LEY DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA.....	9
4	PARTES INTERVINIENTES EN LA OPERACIÓN. ....	10
4.1	Sociedad adquirente: IBERENOVA, S.A. ....	10
4.2	Sociedad vendedora, GAMESA:.....	12
5	MERCADOS RELEVANTES.....	14
5.1	El producto afectado por la operación. ....	14
5.2	Mercado de producto. ....	16
5.2.1	La actividad regulada de generación de energía eléctrica en Régimen Especial. ....	16
5.2.2	Delimitación del primer mercado de producto.....	20
5.2.3	Delimitación del segundo mercado de producto: instalación de parques eólicos. 22	
5.3	Mercado geográfico. ....	24
6	CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS: ESTRUCTURA Y BARRERAS DE ENTRADA.....	25
6.1	El mercado mayorista de electricidad. ....	25
6.2	El mercado de la instalación de parques eólicos. ....	32
7	EFFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA DERIVADOS DE LA OPERACIÓN. ...	35
8	CONCLUSIONES. ....	41
	DICTAMEN .....	44
	VOTO PARTICULAR QUE FORMULA EL SR. MARTÍNEZ ARÉVALO AL INFORME DE CONCENTRACIÓN C 77/02 IBERENOVA/GAMESA .....	44

## **1 ANTECEDENTES**

### **1.1 Remisión al Tribunal.**

El día 30 de diciembre de 2002 tuvo entrada en el Tribunal de Defensa de la Competencia (el Tribunal) el expediente relativo a la operación de concentración económica N-298 IBERENOVA/GAMESA. El Servicio de Defensa de la Competencia (el Servicio) lo había remitido por orden del Excmo. Sr. Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía, con el objeto de que, siguiendo las disposiciones del art. 15.bis.1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC), emitiera el preceptivo Informe.

Esta operación había sido notificada al Servicio el 11 de noviembre de 2002 según lo establecido en el artículo 15.1 LDC, por constituir una operación de concentración que superaba el umbral establecido en el artículo 14.1 a) de la mencionada norma.

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

El Tribunal ha de elaborar su Informe, conforme estipula el art. 16 LDC, previa audiencia de los interesados, pudiendo también solicitar aquella información que estime necesaria de cualquier persona natural o jurídica, en los términos previstos en el art. 29 LDC, para que expongan motivadamente su criterio respecto a si el proyecto de operación obstaculiza el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado y, en su caso, si aporta alguna mejora en los términos previstos en el art. 16.2 LDC. El Tribunal dispone de un plazo de dos meses para remitir su dictamen al Ministro de Economía para que lo eleve al Gobierno.

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

El Tribunal ha referenciado el expediente como C77/02 IBERENOVA/GAMESA y, de conformidad con lo establecido por el art. 14.1 del Real Decreto 1.443/ 2001, de 21 de diciembre, se ha designado Vocal

ponente a la Excm. Sra. Dña. M<sup>a</sup> Jesús Muriel Alonso y Secretaria Técnica de la ponencia a la Ilma. Sra. Dña. Celia Pérez Ibáñez, Subdirectora General de Estudios.

Con objeto de que los diferentes operadores económicos del sector que pudieran verse afectados por la operación de concentración tuviesen la oportunidad de presentar sus alegaciones ante el Tribunal, se elaboró una Nota sucinta sobre los extremos fundamentales del expediente. Tal y como se regula en el art. 14.2 del citado Real Decreto 1.443/2001, dicha Nota fue puesta en conocimiento de los notificantes para que pudieran manifestarse sobre la existencia o no de información confidencial en el contenido de la misma. Una vez manifestada su conformidad con la misma, ésta fue remitida a competidores, clientes y asociaciones del sector.

### **1.3 Alegaciones de terceras partes.**

ACIE considera que si la energía generada participara en el mercado organizado de electricidad, de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 841/2002 se incrementaría el ya importante poder de mercado y de formación del *Pool* del Grupo IBERDROLA. En este caso la cuota de participación de IBERDROLA se incrementaría en un 1% y todo ello cuando aún es aplicable a IBERDROLA la limitación de incremento de la potencia instalada prevista en el Real Decreto 6/2000.

### **1.4 Alegaciones de los notificantes.**

El notificante justifica la razón de ser de la operación en los siguientes argumentos:

- Para IBERDROLA, la Operación es consecuencia de su apuesta decidida por las instalaciones de generación en Régimen Especial impulsada por el Plan Estratégico 2002-2006. Esta apuesta obedece al previsible y razonable retorno a medio plazo de las inversiones mediante la percepción de ingresos regulados, a la anticipable progresiva mejora de su competitividad fruto del desarrollo tecnológico, en un marco regulatorio de estímulo a la inversión materializado en un “sobreprecio” o prima, y en la garantía de venta de todo lo generado.

- Para GAMESA la operación le permite “corregir” parcialmente su penalizada (por los mercados) y excesiva diversificación de actividades, reducir endeudamiento asumido por adquisiciones pasadas y con ello liberar recursos comprometidos en activos en explotación desconsolidando deuda, para centrarse en sus dos negocios centrales: la promoción y desarrollo de parques eólicos; y la fabricación y venta de aerogeneradores

El notificante considera como mercados relevantes la actividad regulada de producción de energía eléctrica en Régimen Especial en todo el territorio español, incluyendo territorios insulares y extrapeninsulares, con exclusión de las citadas instalaciones acogidas al mercado mayorista y las importaciones y el mercado de la promoción y desarrollo de parques eólicos en el ámbito nacional. Ambos mercados no se consideran “afectados” por la modesta presencia de ambas Partes en los mismos.

## **2 NATURALEZA DE LA OPERACIÓN.**

### **2.1 Antecedentes**

En el mes de junio de 2002 GAMESA, a través de su filial GAMESA ENERGÍA, S.A. (GESA), inició un proceso público de venta de determinados parques eólicos de su cartera, a través de la toma de participaciones en las sociedades titulares. Este proceso de venta venía referido exclusivamente a los activos eólicos comprendidos en el denominado proyecto EUROWIND.

IBERENOVA presentó una oferta inicial con una serie de modificaciones al contrato que regularía la adquisición de las sociedades ofertadas por GAMESA. En particular, estas modificaciones recogían no sólo la adquisición de parques incluidos en ciertas zonas geográficas de EUROWIND, sino también la suscripción de un Acuerdo Marco entre GAMESA e IBERENOVA. Esta oferta sería finalmente aceptada por GAMESA en septiembre de 2002.

### **2.2 Descripción de la operación**

La operación de concentración notificada consiste en la adquisición por parte de IBERENOVA de una serie de parques y activos eólicos de GAMESA mediante la transmisión de la plena propiedad de las participaciones en el capital social de las sociedades titulares de los mismos. El Acuerdo Marco

incluye, asimismo, varios acuerdos que el notificante ha calificado como accesorios en el sentido de la Comunicación de la Comisión Europea sobre restricciones directamente relacionadas y necesarias para las operaciones de concentración. Tales acuerdos serán valorados en el apartado 2.3. Restricciones Accesorias.

Los parques eólicos que adquiere IBERENOVA y que dan lugar a la operación de concentración notificada se denominan EUROWIND y P1. A su vez estos parques se agrupan en tres tipos dependiendo de la fase de operatividad en que se encuentren: en funcionamiento, en construcción y en promoción.

### Cuadro nº 1

#### Perímetros Eurowind y P1 en Funcionamiento

Perímetro	Zona	Sociedad	Participación	Parque	MW de Potencia total
Eur	Galicia	Candán, S.A.U.	100%	Masgalán	49,50
Eur	Galicia	Candán, S.A.U.	100%	Amexeiras	49,50
Eur	Aragón	Tardienta, S.A.U.	100%	Tardienta I	49,50
Eur	Aragón	Torralba, S.A.	60%	Tardienta II	44,20
Eur	Castilla-León	Moncayo, S.A.	75%	Tablado	19,80
P1	Castilla-León	Labradas	100%	Labradas I	23,80
P1	Galicia	Muras	100%	Muras	48,84
P1	Galicia	Forgosello	100%	Forgosello	24,42
P1	Galicia	Serrada Panda	100%	Serrada Panda	18,48
P1	Aragón	Mas-Garullo	51%	La Plana II	16,50
P1	Aragón	La Muela	50%	La Plana III	21,00
<b>TOTAL</b>					<b>365,54</b>

**Cuadro nº 2****Perímetros Eurowind y P1 en Construcción**

<b>Perímetro</b>	<b>Zona</b>	<b>Sociedad</b>	<b>Participación</b>	<b>Parque</b>	<b>MW de Potencia total</b>
Eur	Galicia	Mouros-Outes S.A.U	100%	Pedregal	30,60
Eur	Galicia	Viveiro, S.A.U.	100%	Viveiro	36,55
Eur	Galicia	Goia Peñote, S.A.U.	100%	Goia Peñote	40,00
Eur	Galicia	Lalín, S.A.U.	100%	Montecarrio	31,45
P1	Castilla-León	Tierra de Campos	100%	Carrasquillo	49,30
P1	Castilla-León	Del Pisuerga	100%	El Navazo	29,75
P1	Castilla-León	Valbonilla	100%	Valbonilla	4,25
P1	Castilla-León	De Tábara	100%	Valmediano	34,00
P1	Galicia	Chandrexga	100%	Pena da Cruz	12,75
P1	Castilla-La Mancha	Sierra del Romeral	100%	El Romeral	23,80
P1	Castilla-León	Del Pisuerga	100%	El Navazo II	7,50
P1	Castilla-León	Valbonilla	100%	Valbonilla II	4,80
P1	Castilla-León	Valbonilla	100%	Valbonilla III	0,85
P1	Castilla-La Mancha	Sierra Romeral	100%	Valbonilla II	7,65
<b>TOTAL</b>					<b>314,05</b>



Se trata, por tanto, de activos que están aún pendientes de su construcción pero de cuya promoción se ha encargado GAMESA. Aunque, como apunta el notificante, sería posible que la tarea de la construcción se asignara a una empresa tercera, esta posibilidad no obsta para que GAMESA continúe todo el proceso al que tiene derecho en función de las autorizaciones concedidas por las Comunidades Autónomas correspondientes. Resulta razonable que esta empresa culmine el proceso de instalación de los parques eólicos hasta la puesta en marcha de los mismos para su explotación.

2. *Derecho preferente de participación en la construcción y explotación de parques eólicos que pudieran ser promovidos en el futuro por GAMESA en el ámbito nacional e internacional.*

Se trata de parques que en el futuro promocio GAMESA, es decir, que aún no están autorizados o adjudicados cuyo potencia máxima atribuible asciende a [...]. Para cada uno de estos parques GAMESA constituiría una sociedad en la que IBERENOV A contaría con un derecho preferente de participación, en principio, del [...]. Asimismo, el Acuerdo Marco prevé la posibilidad de que, una vez puesto en marcha el parque, una ulterior salida de GESA de dichas sociedades conjuntas, en cuyo caso IBERENOV A gozaría de un nuevo derecho de adquisición preferente.

3. *Acuerdo de suministro de aerogeneradores.*

Este acuerdo obliga a IBERENOV A a adquirir aerogeneradores de GEOL por un total de [...] durante cuatro años en España. Este acuerdo permite asegurar la continuidad del suministro de aerogeneradores imprescindibles para los parques eólicos que se transmiten.

El apartado 5 del artículo 15 bis LDC establece que podrán entenderse comprendidas dentro de una operación determinadas restricciones a la competencia accesorias, directamente vinculadas a la operación y necesarias para su realización.

Este Tribunal consideró, en su informe de 2 de marzo de 1993, que la existencia de determinados pactos de no competencia es consustancial a los negocios jurídicos de adquisición de establecimientos mercantiles, por lo que no es posible separar el tratamiento de dichos pactos del que se otorga a las operaciones de concentración entre empresas, si bien tales pactos no deben

contener más restricciones que las objetivamente necesarias para la transferencia plena del establecimiento mercantil, ni realizarse en perjuicio de terceros.

En cuanto a la duración aceptable de la prohibición de competencia, el Tribunal estimó, en su informe de 25 de marzo de 1998, que no existe una norma absoluta y que debe hacerse depender del producto afectado y de las circunstancias de cada caso. En general, se han venido asumiendo los criterios manifestados por la Comisión Europea sobre este asunto. En este sentido, la Comisión Europea adoptó el 4 de julio de 2001 una nueva Comunicación<sup>1</sup> donde establece que la duración justificable de las cláusulas de no competencia es generalmente de tres años cuando implican la protección de conocimientos técnicos (*know-how*), mientras que en caso de aportación únicamente de fondo de comercio, este periodo debe reducirse a dos años.

#### 4. *Acuerdo de mantenimiento preventivo.*

Se trata de un acuerdo subordinado al acuerdo de suministro para asegurar el correcto funcionamiento de los aerogeneradores, preservando así el valor de la inversión.

### **3 APLICACIÓN DE LA LEY DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA.**

A la vista de los datos aportados por el notificante, el Tribunal considera que la operación no entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CEE) nº. 4064/89 del Consejo de 21 de diciembre, sobre control de las operaciones de concentración entre empresas, al no alcanzarse los umbrales previstos en los apartados 2 y 3 de su artículo 1, por lo que la operación carece de dimensión comunitaria.

No obstante, la operación cumple con los requisitos para ser notificada que prevé la LDC, al estar comprendida dentro del umbral establecido en su art. 14.1 a).

---

<sup>1</sup> Comunicación de la Comisión sobre las restricciones directamente relacionadas y necesarias para las operaciones de concentración (2001/C188/03)

## 4 PARTES INTERVINIENTES EN LA OPERACIÓN.

### 4.1 Sociedad adquirente: IBERENOVA, S.A.

IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES II, S.A., constituida en julio de 2001, pertenece al Grupo IBERDROLA en la que se agrupa la actividad de generación de energía eléctrica en Régimen Especial si bien IBERDROLA GENERACIÓN, S.A. también participa en el capital de algunas sociedades titulares de activos de cogeneración.

Según se dispone en sus Estatutos Sociales su objeto social es la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovables como son la hidráulica o minihidráulica, eólica, solar, fotovoltaica, biomasa, residuos así como el proyecto, construcción, operación y mantenimiento de dichas clase de instalaciones. También forma parte de su objeto social los servicios relacionados con la ingeniería de instalaciones de producción que utilicen energías renovables en general así como la operación y mantenimiento de instalaciones de terceros.

IBERENOVA controla las siguientes empresas:

---

#### Cuadro nº 4

#### Relación de sociedades participadas por IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES II, S.A. (IBERENOVA)

SOCIEDAD	Participación en el capital (%)
Eólicas de Euskadi. S.A.	50
Eólicas del Sil, S.A.U.	100
Sistemas Energéticos La Muralla, S.A.	100
Iberdrola Energías Renovables, S.A.U.	100
Energías Renovables de la Región de Murcia S.A.	25
Cia Americana de Energías Renovables, S.A. (Cader)	51
Ciener, S.A.U.	100
Biovent Energía, S.A.	85

Molinos de Cidacos, S.A.	25
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	36,25
Eólicas de la Rioja, S.A.	68,75
Electra de Maranchón, S.L.U.	100
Sociedad de Fomento Energético, S.A. (Sofoensa)	51
Energía i Vent, S.A.	90
Parques Eólicos de Castilla-La Mancha, S.A.U. (Pecamsa)	100
Minicentrales del Tajo, S.A.	66,67
Molinos del Mediterráneo, S.A.	50
Sotavento Galicia, S.A.	8
Eólicas de la Comunidad Valenciana, S.A.	50
Energía Hidroeléctrica de Navarra, S.A.	37
Energías Eólicas Europeas Holding, S.A. (EEEH)	50
Energías Eólicas Europeas, S.A.	50
Energías Renovables Mediterráneas, S.A. (Renomar)	25
Energías Eólicas Castellano-Manchegas, S.A. (Enecamsa)	25
Energías Eólicas de Cuenca, S.A.	25
Energía Eólica de Sisante, S.A.	25
EHN División Biomasa, S.A.U.	
Enerbrasil	51
North American Renewables Corp. (NAR)	51
N.Y. Windpower LLC	51
Nar Canada Holding, LLC	51
NA Renewables Canada, Co	51

---

Fuente: Notificación.

El siguiente esquema muestra la estructura societaria del Grupo IBERDROLA en la que se enclava IBERENOVA:

[...]

Como quiera que IBERENOVA se constituyó en julio de 2001 el notificante sólo conoce la cifra de negocios desde dicha fecha que ascendió a [...]

Por su parte la cifra de negocios del GRUPO IBERDROLA es la siguiente:

---

**Cuadro nº. 5**

**VOLUMEN DE VENTAS (millones de euros)**

---

	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
MUNDIAL	6.250,11	7.048,24	8.113,35
UNIÓN EUROPEA	6.232,27	6.995,63	7.244,17
ESPAÑA	6.232,27	6.995,63	6.232,27

---

Fuente: Notificación.

#### **4.2 Sociedad vendedora, GAMESA:**

GAMESA CORPORACIÓN TECNOLÓGICA, S.A. es la sociedad cabecera del Grupo GAMESA. De acuerdo con sus estatutos su objeto social consiste en la promoción y fomento de empresas mediante la participación temporal en su capital. En particular su actividad puede desglosarse en energías renovables y en el sector de la aeronáutica. El primer sector incluiría la producción de aerogeneradores y la promoción, explotación y venta de parques eólicos. El sector de la aeronáutica comprende tanto las estructuras y componentes aeronáuticos como el mantenimiento y reparación.

La estructura societaria del Grupo GAMESA es la siguiente:



## **5 MERCADOS RELEVANTES.**

### **5.1 El producto afectado por la operación.**

La definición del mercado relevante, desde la doble perspectiva del producto y área geográfica, tiene un significado esencial en el control de concentraciones. Para conocer si una operación de concentración puede obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva resulta necesario calcular el poder de mercado de una empresa o el resultante de la concentración en uno o varios mercados donde desarrollan su actividad. En la delimitación del mercado de producto el criterio generalmente adoptado por las autoridades de competencia es el análisis de la sustituibilidad de la demanda a partir del tipo de producto que venden las empresas afectadas<sup>2</sup>.

Para ello se identifican todos y cada uno de los productos fabricados o vendidos por las empresas partícipes en la concentración y se analiza qué ocurriría en el supuesto de que existiera un solo oferente del producto en cuestión y que éste impusiera una subida de precio “pequeña pero significativa y de carácter no transitorio” de los precios relativos (del 5 al 10%) y analice la posible reacción de los consumidores frente a ella. Partiendo del tipo de producto y de la zona en que lo venden, se irán incluyendo o excluyendo otros productos. Se considerará que el grado de sustitución es suficiente cuando el incremento de los precios no sea rentable al disminuir las ventas. Por tanto, el principio general es que aquellos bienes sustitutivos que escogerían los consumidores ante una elevación del precio deberían considerarse como parte del mismo mercado.

El primer problema que se plantea en esta operación es si el gas y la electricidad son productos sustituibles y, por ende, si pertenecerían al mismo mercado de producto. Este Tribunal ya tuvo ocasión de analizar la sustituibilidad de ambos tipos de energía en los informes relativos a los operaciones de concentración C38/99 ENDESA / GAS Natural, C54/00 UNIÓN FENOSA / HIDROCANTÁBRICO y C60/00 ENDESA/ IBERDROLA. La presente operación de concentración económica permite concluir sin ningún género de dudas, al igual que se hizo en tales casos citados, que el

---

<sup>2</sup>Este es el criterio utilizado por la Dirección General de Competencia de la Comisión Europea a partir del test denominado SSNIP aplicado por EE.UU en las denominadas Horizontal Merger Guidelines. Otros tests alternativos aunque menos manejables en la práctica son la elasticidad cruzada de la demanda y la correlación de precios a lo largo del tiempo.

gas y la electricidad no son productos sustitutos, conformando cada uno de ellos un mercado diferenciado.

Tanto el notificante como la Comisión Nacional de la Energía (CNE) mencionan una numerosa doctrina tanto española como comunitaria, en la que incluyen no sólo los informes de este Tribunal citados anteriormente como los correspondientes de la CNE, tanto comunitaria corroborando tal delimitación. Cabe mencionar a título de ejemplo las decisiones comunitarias como las referidas a los asuntos IV/M. 493 Tractebel/ Distrigaz, IV/M. 598 EDF/ Edison entre otras.

En resumen, toda esta doctrina coincide en que desde el punto de vista de la demanda en la actualidad el consumidor no puede escoger uno u otro producto sino que, dependiendo de cada uso, se ve obligado a elegir bien el gas o la electricidad. Por tanto, el producto a tener en cuenta en la valoración de esta operación de concentración será la electricidad.

Por otra parte, conviene señalar que este producto no cabe desglosarlo en subsiguientes mercados dependiendo de su fuente. La electricidad generada por los diferentes tipos de centrales eléctricas se inyecta toda ella en una red común que sirve de medio de transporte hasta los centros de consumo. Estos centros consumen dicha energía tal como les llega a través de la red, es decir, no discriminan el consumo en función del tipo de central que las generó. No discriminan en función de si se generaron en una central hidráulica, una térmica de carbón, una térmica nuclear, una de motores diesel o una eólica.

La aportación que cada tipo de central hace al consumo depende de varios factores, uno de ellos es la potencia instalada de cada tipo de central y otro de ellos es el coste del combustible. Sin embargo, existe otro factor que incide directamente en la estabilidad del sistema eléctrico: el tiempo de respuesta o la constante de tiempo. Las centrales eléctricas lentas son las térmicas porque por su propia limitación natural no pueden reaccionar a la misma velocidad que las variaciones de consumo. Por el contrario, las centrales rápidas pueden seguir el ritmo del curso de la demanda. Las centrales rápidas son, entre otras, las hidráulicas y las de motores diesel. Una central lenta-térmica responde en horas mientras que una rápida-hidráulica responde en minutos. Esto implica que un sistema eléctrico estable debe tener un número de centrales rápidas suficiente para cubrir el caso más desfavorable de diferencia entre consumo mínimo y consumo máximo.

También implica que el resto de la demanda, la que está por debajo del mínimo, se puede cubrir con centrales lentas puesto que no sufren variación.

## **5.2 Mercado de producto.**

El adquirente y el vendedor coinciden en dos actividades:

1. La actividad regulada de generación de energía eléctrica en Régimen Especial
2. La instalación de parques eólicos.

### **5.2.1 La actividad regulada de generación de energía eléctrica en Régimen Especial.**

El interés del legislador por el fomento de la energía eléctrica mediante recursos renovables y cogeneración data de la Ley 82/80 de Conservación de la Energía que representó la base jurídica del denominado Régimen Especial. Al amparo de esta normativa las instalaciones de Régimen Especial crecieron notablemente. El Plan Energético Nacional 1991-2000 incluía entre sus prioridades de política energética aumentar la contribución de los cogeneradores y de las energías renovables.

Las instalaciones de recursos de energía renovables generan un ahorro de energía primaria y protegen el medio ambiente. Las energías renovables son aquellas que aprovechando los caudales naturales de energía del planeta, constituyen una fuente inagotable de flujo energético, renovándose continuamente. La energía producida por el uso de fuentes renovables se denomina a menudo “energía verde”. Como energía renovable se considera:

- La energía eólica: consiste en el aprovechamiento del viento como recurso energético. Como paso previo a la instalación de una máquina eólica es necesario una evaluación del potencial eólico de la zona<sup>3</sup> en la que primará el valor medio y la regularidad de la velocidad del viento. Para ello es necesario disponer de una información meteorológica detallada sobre la estructura y distribución de los vientos durante un período mínimo de tres años.

---

<sup>3</sup> Francisco Jarabe, Nicolás Elortegui: Energías Renovables. 2000.

El tamaño de la planta eólica determina el nivel de producción de energía y, por tanto, influye en los costes unitarios de la instalación. Las instalaciones eólicas son de dos tipos<sup>4</sup>:

- Aisladas: instalaciones no conectadas a red, generalmente de pequeño o mediano tamaño, cuyo servicio es la electrificación local o el suministro de energía a equipos de bombeo, desalación etc. Pueden operar por sí mismas o acompañadas por sistemas de apoyo fotovoltaico o diesel.
  - Conectadas a red: se trata de parques eólicos, concebidos como proyectos de inversión en generación eléctrica, cuyo objeto es verter energía eléctrica a la red de distribución mediante el empleo de aerogeneradores. También se incluyen aquellas instalaciones que sirven como apoyo a la factura energética para diversos centros de consumo, que suelen estar conectados al propio sistema de distribución energética del consumidor.
- 
- La energía hidráulica: que genera electricidad a partir de la energía cinética y potencial de una masa de agua. Las centrales hidroeléctricas con potencia igual o inferior a 10MW se denomina minihidráulica.
  - La energía solar térmica se produce en instalaciones destinadas a concentrar el efecto térmico de la radiación solar y transferirlo a determinados fluidos. También puede obtenerse sin transferencia a ningún fluido obteniéndose de la energía solar de forma pasiva.
  - La biomasa es el aprovechamiento térmico o eléctrico del conjunto de materia orgánica de origen vegetal o animal como los residuos agrícolas leñosos o herbáceos.
  - Los biocarburantes resultan una alternativa a los combustibles tradicionales. Pueden distinguirse en bioetanol en sustitución de gasolinas y el biodiesel en sustitución del gasoil.
  - Los residuos sólidos urbanos resultan de la actividad humana en el entorno doméstico que pueden ser aprovechados para procesos industriales.

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos

---

<sup>4</sup> Plan de Fomento de las Energías Renovables. IDAE.

industriales a partir de una misma fuente de energía primaria<sup>5</sup>. Las instalaciones de cogeneración<sup>6</sup>, se basan fundamentalmente en la utilización del combustible limpio de gas natural. Su uso contribuye a la reducción de las pérdidas de transporte de electricidad así como un ahorro de energía primaria y, en última instancia, una mejora del medio ambiente.

Con posterioridad se promulgaría el Real Decreto 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

La Ley 54/1997 del sector eléctrico crea un nuevo marco legal para las instalaciones en Régimen Especial, al que dedica el capítulo II del Título IV. La exposición de motivos de la Ley recoge el interés del legislador de unir a los tradicionales objetivos de garantizar el suministro eléctrico, la calidad y al menor coste, el de la protección del medio ambiente.

Finalmente, se han promulgado dos normas que desarrollan la Ley del Sector Eléctrico en lo que respecta al régimen especial: el Real Decreto 2818/1998, y el Real Decreto 841/2002<sup>7</sup>.

---

<sup>5</sup> En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible; el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja temperatura relativa, en otras palabras de baja capacidad para realizar un trabajo útil dentro de las plantas generadoras.

La mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales, requieren de vapor y calor a baja temperatura. Así ellos pueden combinar la producción de electricidad y calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desearía, como ocurre en las centrales termoeléctricas convencionales a esta forma de aprovechar el calor de desecho se le conoce como cogeneración.

<sup>6</sup> La producción de electricidad en régimen especial ante la liberalización del sector eléctrico. Diego Contreras Olmedo. Anales de mecánica y electricidad. Mar-Abr 1998.

<sup>7</sup> Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, y Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida

En los últimos 10 años la industria de las energías renovables ha experimentado un crecimiento muy notable especialmente en España. En nuestro país existen cerca de 500 empresas, más del 80% de las mismas PYME, que desarrollan este tipo de actividad con un volumen de negocio de 600 millones de euros, siendo las comunidades Autónomas de Andalucía, Cataluña, Madrid, País Vasco, y Valencia las que aglutinan cerca del 80% del total.

Las principales características de esta actividad pueden resumirse en los siguientes puntos:

1. Las instalaciones afectas a esta sistema son todas aquellas cuya potencia instalada no supere los 50 MW entre las que cabe citar:
  - Autoproductores que utilicen cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas.
  - Instalaciones en las que se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles como la energía solar, energía eólica, energía geotérmica, centrales hidroeléctricas de menos de 50 MW, biomasa o cualquier tipo de biocombustible o cualquier combinación de los grupos anteriores.
  - Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos no renovables.
2. Estas instalaciones ostentan unas condiciones especiales de entrega de la energía eléctrica de las que sobresale el derecho a verter y vender la totalidad de la producción o excedentes al distribuidor más próximo que a su vez se ve obligado a adquirir tal producción.
3. La producción generada en tales instalaciones se retribuye de forma incentivada. El precio final al que se remunera está determinado reglamentariamente y es el resultado de sumar al precio final horario medio del mercado<sup>8</sup> una prima que se actualiza anualmente por la Administración en los Reales Decretos de Tarifas de cada año, de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas periódicamente. Las primas se financian a través de la tarifa

---

<sup>8</sup> El precio final horario medio del mercado es el precio medio que en cada hora deben abonar los adquirentes de energía por comprar en el mercado de producción de energía eléctrica.

eléctrica. La prima permite rentabilizar las instalaciones y reducir la incertidumbre sobre la viabilidad económica de aquéllas.

4. Estas instalaciones no están obligadas a formular ofertas al mercado mayorista. No obstante, pueden presentar ofertas a dicho mercado de forma voluntaria. En este último caso se ha previsto un mecanismo de incentivación especial.

### 5.2.2 Delimitación del primer mercado de producto.

Todo lo anterior nos lleva a concluir que esta actividad no puede conceptuarse como un mercado entendido como el proceso en el que compradores y vendedores voluntariamente intercambian bienes o servicios, toda vez que el oferente puede producir toda la producción que desee sabiendo con certeza que será remunerado, de forma que se enfrenta a una demanda cautiva.

Por tanto, el Régimen Especial no puede catalogarse como un mercado de producto susceptible del análisis usual desde la perspectiva de la competencia. En este mismo sentido el Tribunal con ocasión de la publicación del informe C54/00 Unión Fenosa /Hidrocantábrico excluyó esta actividad de los mecanismos del mercado al afirmar:

*“La energía excedentaria del régimen especial...podrá incorporarse al sistema sin someterse al sistema de ofertas y percibiendo una remuneración que se determine conforme a la Ley. En resumen, la energía sometida al régimen especial no entra en el mecanismo de ofertas al “pool”. Muy al contrario, su producción entra siempre en el sistema y a un precio determinado reglamentariamente, quedando, pues, al margen del mercado mismo de ajuste de oferta y demanda desarrollado en libre competencia. La energía en régimen especial no es, pues, una energía que, en el lenguaje del sector “fije precio”.*

Pero el hecho de que la energía generada bajo el régimen especial no entre en el mercado mayorista, y por tanto, no determine el precio en el mercado diario, no significa que esa energía deba considerarse como un compartimento estanco del sistema eléctrico absolutamente neutral de la oferta y la demanda en el mismo. Por eso el Tribunal continúa en su delimitación del mercado relevante:

*“La competencia de dicha energía con la del régimen ordinario se produce únicamente de forma indirecta, en la medida en que la energía producida por el régimen especial cubre parte de la demanda a la que se enfrentan los productores de energía eléctrica y disminuye, por tanto, la que debe abastecerse mediante el régimen ordinario.”*

Esto llevó a considerar que el mercado relevante era el mercado de la generación eléctrica en régimen ordinario, cuya producción se canaliza al consumo a través del *pool* o mediante contratos bilaterales. No obstante, a raíz de la promulgación del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, los titulares de las instalaciones con potencia eléctrica superior a 50MW (que conforme al Real Decreto 2366/1994 se consideraban sujetos al Régimen Especial) están obligados a realizar ofertas económicas al operador del mercado. Este cambio legislativo permite al Tribunal considerar como mercado relevante el mercado de la generación de energía eléctrica que se compra y vende a través del *pool* o mercado mayorista. En este mercado concurren por el lado de la oferta la energía eléctrica ofertada por el régimen ordinario, por el régimen especial de más de 50MW y la importada, y por el lado de la demanda, los distribuidores, los comercializadores y los clientes cualificados así como la energía contratada mediante contratos bilaterales, en tanto en cuanto estos contratos se realizan en un régimen de libre competencia.

A partir de la publicación del citado Informe no ha surgido ningún cambio legislativo que obligue a otras instalaciones distintas de las establecidas en el Real Decreto 6/2000 citado a presentar ofertas al operador del mercado si bien el Real Decreto 841/2002 incentiva a las instalaciones sujetas al régimen especial a que participen en el mercado mayorista pero siempre de forma voluntaria.

En conclusión, el mercado relevante de producto cabe delimitarlo como el mercado mayorista y el mercado de la energía contratada mediante contratos bilaterales. El análisis de estos mercados no puede realizarse sin tener en cuenta el régimen especial y la actividad de distribución en las que también está presente la empresa notificante, ya que aún tratándose de actividades reguladas no resultan neutrales de los resultados finales en dichos mercados.

### 5.2.3 Delimitación del segundo mercado de producto: instalación de parques eólicos.

El notificante identifica como segundo mercado de producto la promoción y desarrollo de parques eólicos. En particular IBERENOVA considera que el mercado englobaría el conjunto de actuaciones, trámites, puesta de medios materiales y humanos, y gestiones realizados por los licitadores hasta la adjudicación de la autorización para el establecimiento de un parque eólico por la autoridad competente y la puesta en marcha de ese parque<sup>9</sup>.

Los parques eólicos son centrales eólicas formadas por agrupaciones de aerogeneradores de mediana potencia conectados entre sí, que vierten su energía continuamente a la red.<sup>10</sup> La instalación y explotación de un parque eólico requiere autorización administrativa que habrá de ser concedida por las Comunidades Autónomas con competencia en la materia<sup>11</sup>. La solicitud de autorización para la instalación de un parque eólico se efectúa en competencia con otras eventuales solicitudes a través de un trámite de información pública<sup>12</sup>. Para solicitar esta autorización se requiere la justificación de capacidad legal, técnica y solvencia económico-financiera.

Una vez construido el parque queda la puesta en funcionamiento y ulterior explotación del mismo. La explotación del parque podrá ejercerse por tiempo indefinido o durante un periodo de tiempo cercano a los 20 años por la empresa que obtenga la autorización (depende de la legislación aprobada en cada Comunidad Autónoma), si bien este derecho junto con las instalaciones afectas puede transferirse a un tercero.

---

<sup>9</sup> El notificante enuncia a título orientativo: la instalación y mantenimiento de torres de medición, mediciones y toma de datos, procesado de datos, estudios de *micrositing*, proyecto de detalle del parque eólico, elaboración del estudio de impacto ambiental, tramitaciones previas ante organismos públicos, negociaciones con entidades locales y propietarios de terrenos en su caso, la elaboración del proyecto técnico-constructivo, firma de los contratos de construcción "llave en mano", suministro de aerogeneradores y demás componentes, o la conexión física del parque a la red de transporte o distribuidor.

<sup>10</sup> La primera planta experimental se construyó en Punta de Tarifa (Cádiz) en 1983. En 1986 había instalados 0,5MW que pasaron a 45MW en 1992.

<sup>11</sup> En aquellas Comunidades que no tengan desarrollo normativo en la materia o en aquellos parques que afecten a más de una Comunidad Autónoma se aplicará la legislación estatal.

<sup>12</sup> De forma que la competencia en este mercado se da en el trámite de autorización administrativa por un determinado parque eólico y no en el parque eólico.

El proceso anterior para la puesta en explotación de un parque puede subdividirse en varias fases:

1. En una primera fase se solicita una autorización previa para la instalación del parque en concurrencia con otras solicitudes. En algunas Comunidades Autónomas esta autorización se otorga no a un parque eólico sino a un Plan Eólico, es decir, para un área donde podrán instalarse varios parques. La finalidad de esta primera autorización es permitir que la empresa investigue y demuestre a la administración las posibilidades que ofrece una determinada área para la instalación de un parque. Esta autorización permite asimismo la obtención de un derecho preferente para la posterior instalación de un parque eólico en dicha área.
2. Con posterioridad, el solicitante deberá obtener otra autorización administrativa previa para la instalación del parque eólico en concreto, que, si bien se concede sometido a información pública, se suele ejecutar el derecho preferente a la empresa que ha obtenido la aprobación del Plan Eólico inicial, de forma que en la práctica no se produce ninguna concurrencia. Pero esta autorización es en realidad un derecho a continuar en la tramitación a la que deberá someterse – calificación de los terrenos, cumplimiento de las normas de urbanismo, impacto medioambiental - hasta finalmente obtener la autorización administrativa para la construcción del parque<sup>13</sup> que se obtendrá con la presentación del proyecto de ejecución. Obtenida esta aprobación se puede proceder a la construcción del parque en un plazo – también reglado- de entre 18 y 24 meses. Esta fase de construcción del parque puede subcontratarse con terceros. Algunas Comunidades Autónomas como la Comunidad Autónoma de Galicia unen en un único procedimiento la autorización administrativa previa para la instalación y la subsiguiente aprobación del proyecto de ejecución para la construcción del parque.
3. Construido ya el parque se necesita una ulterior autorización de la Comunidad Autónoma para la puesta en funcionamiento, lo que permitirá finalmente su explotación bajo el régimen especial.

Puede ocurrir que estas fases se integren en una única empresa o bien que una empresa se ocupe de la promoción, es decir de la obtención de la autorización administrativa previa para investigar y tramitar la instalación de

---

<sup>13</sup> Esta es la autorización a la que se refiere el artículo 28 de la Ley 54/1997.

un parque, otra se ocupe de la construcción, y otra finalmente de la explotación del parque.

De acuerdo con el notificante todas las fases comprenden un único mercado de producto de promoción y desarrollo de parques eólicos. Sin embargo, cabría una segmentación en la que se podría distinguir el mercado que comprendería la autorización administrativa previa para la instalación de un parque eólico, bien a través de un Plan eólico o bien de un parque concreto, y el mercado de la construcción de parques eólicos una vez obtenida la autorización administrativa definitiva sobre un proyecto concreto<sup>14</sup>. Con todo, este Tribunal no considera necesario pronunciarse sobre si el mercado de producto relevante es el de la instalación de parques eólicos o si debe identificarse un mercado distinto para la construcción de un parque eólico porque las conclusiones de su evaluación del efecto de la concentración sobre las condiciones de competencia efectiva no dependen de cuál sea la decisión adoptada a este respecto.

### **5.3 Mercado geográfico.**

La definición del mercado geográfico está íntimamente relacionada con el concepto de sustituibilidad, partiendo de una doble predicción: cuál va a ser el comportamiento de los oferentes territorialmente próximos ante un hipotético incremento de los precios en el territorio de las empresas participantes en la concentración y, simultáneamente, cuál va a ser el comportamiento de los demandantes ante esa subida de precios, por si deciden dirigirse a otra zona en la que el precio no ha subido para adquirir el producto.

### **Mercado mayorista y mercado de contratos bilaterales de electricidad.**

En los Informes C54/00 y C60/00 se argumenta ampliamente la delimitación del mercado geográfico para concluir que se trata del territorio peninsular español. A pesar de la orientación decidida a incrementar la capacidad de interconexión con los países vecinos su escasa cuantía no permite su incorporación en el mercado geográfico afectado en el presente análisis.

Con respecto al suministro de energía eléctrica a los consumidores finales el mercado geográfico relevante es de ámbito regional o local habida cuenta de que este mercado está determinado en su configuración por las redes de

---

<sup>14</sup> Otra actividad estrechamente relacionada con las anteriores mercados es el de la fabricación de aerogeneradores.

distribución que influyen en la homogeneidad o heterogeneidad de las condiciones de la oferta y la demanda.

### **Mercado de la instalación de parques eólicos.**

La cuestión clave para determinar el ámbito geográfico en este caso reside en la regulación específica autonómica aplicable que limita el ámbito de actuación de dicha Administración. No cabe argüir, por el contrario, que cualquier empresa promotora podría presentarse a la solicitud de autorización en cualquiera de las Comunidades Autónomas. Antes bien, corresponde a la Administración Autónoma determinar las condiciones técnicas y económicas que los solicitantes deben respetar y los parámetros en los que la decisión de adjudicación debe basarse y quien en última instancia decide la aprobación del solicitante.

## **6 CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS: ESTRUCTURA Y BARRERAS DE ENTRADA**

### **6.1 El mercado mayorista de electricidad.**

El mercado de producción de energía eléctrica consta de una parte organizada y de una parte no organizada. Esta última la forman los contratos físicos cuyos términos económicos son acordados por las partes. El mercado organizado puede dividirse en dos partes: los mercados de energía –mercado diario y mercado intradiario- donde se negocia más del 90% de la energía total y los mercados de procesos de operación técnica –solución de restricciones técnicas, servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos. El primero lo gestiona el Operador del Mercado (la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.- OMEL) y el segundo el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España).

En el mercado diario se realizan las transacciones de compra y venta de energía para el día siguiente. El día anterior se realiza una subasta para cada

uno de los 24 períodos de una hora en que se divide el día<sup>15</sup>. Los vendedores en el mercado son los productores de electricidad (empresas generadoras) y los agentes externos (importadores de electricidad). Los compradores son las empresas distribuidoras que suministran energía a tarifa, los comercializadores, que venden energía a los consumidores cualificados, los agentes externos (exportaciones de electricidad) y los propios consumidores cualificados. El mercado intradiario es un mercado de ajustes donde los agentes acuden con información que no está disponible en la convocatoria del mercado diario como pueden ser la avería de un grupo generador o errores en la previsión de demanda.

A su vez, la electricidad intercambiada debe tener en cuenta las limitaciones en la red de transporte para garantizar un suministro fiable: v.gr. puede no existir suficiente capacidad de transporte. En tal caso el operador del sistema modifica las producciones asignadas a los grupos generadores incrementando o reduciendo la producción de aquellos grupos que resuelven tales restricciones técnicas.

La demanda de energía eléctrica en barras de central en 2002 de acuerdo con el Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español que edita Red Eléctrica de España, S.A. es de 210.135 GWh para la demanda peninsular y de 222.205 GWh para la demanda total de España.

La potencia instalada de la generación peninsular en régimen ordinario, por empresas, incluyendo la potencia correspondiente a ELCOGAS<sup>16</sup> (único generador en régimen ordinario aparte de los 5 principales), con desglose del parque tecnológico de generación, a final del año 2002, es la siguiente:

---

<sup>15</sup> Antes de las 10 de la mañana, los productores y compradores de energía deberán realizar sus ofertas para cada uno de los períodos de programación del día siguiente que equivalen a una hora natural.

<sup>16</sup> Debe señalarse que ELCOGAS está participado en un 37,93% por ENDESA, en un 29,13% por EDF, en un 11,1% por IBERDROLA, en un 4% por HIDROCANTÁBRICO, 4% EDP, 4% ENEL, 4% N-POWER y un 5,84 Otros.

---

**Cuadro nº 8****POTENCIA INSTALADA PENINSULAR EN RÉGIMEN ORDINARIO A 31.12.2002**

---

	<b>TÉRMICA (MW)</b>	<b>NUCLEAR (MW)</b>	<b>HID+BOMBEO (MW)</b>	<b>TOTAL</b>
<b>IBERDROLA</b>	5.527	3.255	8.155	<b>16.937</b>
<b>UNIÓN FENOSA</b>	2.826	749	1.715	<b>5.290</b>
<b>HIDROCANTÁBRICO<sup>17</sup></b>	1.540	165	408	<b>2.114</b>
<b>ENDESA</b>	9.868	3.572	5.165	<b>18.605</b>
<b>VIESGO</b>	1.698		668	<b>2.366</b>
<b>GAS NATURAL</b>	797			<b>797</b>
<b>ELCOGÁS</b>	335			<b>335</b>
	<b>22.591</b>	<b>7.741</b>	<b>16.112</b>	<b>46.444</b>

---

Fuente: CNE.

La participación de las principales empresas en la totalidad del mercado de producción es la siguiente<sup>18</sup> (para cada empresa se expresan la cantidad y los porcentajes con respecto al total de la energía vendida):

---

**Cuadro nº 9****Energía Programa Final**

---

	<b>Compras(MWh)</b>	<b>Ventas(MWh)</b>	<b>Saldo(MWh)</b>	<b>%</b>
<b>ENDESA</b>	-4444043	83195410,7	78751367,7	41,65%
<b>IBERDROLA</b>	-4705356,3	60380637,6	55675281,3	29,44%
<b>UEFENOSA</b>	-1637725,5	24966968,7	23329243,2	12,34%

---

---

<sup>17</sup> Incluye Electra de la Ribera del Ebro.

<sup>18</sup> La información contenida en las siguientes tablas se refiere para cada empresa generadora al saldo neto (ventas-compras) de energía vendida en el conjunto de mercados que componen el mercado de producción del año 2002, con desglose específico del mercado diario (ventas). Se ha optado por dar el dato de la totalidad del mercado de producción, debido a que las cuotas por empresas, podrían variar sensiblemente respecto a las del mercado diario por la mayor o menor participación en el resto de mercados, posibles recompras de su programa de ventas en el mercado diario en los mercados intradiarios y la energía contratada bilateralmente. Los datos que se presentan en esta apartado, proceden de las liquidaciones provisionales del Operador del Mercado.

<b>HCANTABRICO</b>	-570910,1	13550372,6	12979462,5	6,86%
<b>VIESGO</b>	-742423,9	8441388,5	7698964,6	4,07%
<b>OTROS</b>	-189327,4	7201600,4	7012273	3,71%
<b>GAS NATURAL</b>	-102884,6	2022726,9	1919842,3	1,02%
<b>ELCOGAS</b>	-105143	1833955,1	1728812,1	0,91%
<b>TOTAL</b>	<b>-12497813,8</b>	<b>201593061</b>	<b>189095247</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNE.

### Cuadro nº 10

#### Ventas Mdo. Diario

	<b>MWh</b>	<b>% Energía</b>
<b>ENDESA</b>	77937549,9	42,22%
<b>IBERDROLA</b>	55015082,7	29,80%
<b>UEFENOSA</b>	22748955,6	12,32%
<b>HCANTABRICO</b>	12492214	6,77%
<b>VIESGO</b>	6564537,5	3,56%
<b>OTROS</b>	6368904,1	3,45%
<b>ELCOGAS</b>	1775477,1	0,96%
<b>GAS NATURAL</b>	1698976,5	0,92%
<b>TOTAL</b>	<b>184601697</b>	<b>100%</b>

Fuente: CNE.

La potencia instalada en régimen especial desglosada según las principales empresas<sup>19</sup> es la siguiente:

<sup>19</sup> Estos datos se obtienen a partir de la información de sus memorias anuales, ya que se trata de un sector en expansión en el que es muy común que se constituyan nuevas sociedades, participadas por las principales empresas o por otras, como titulares de las nuevas instalaciones. Por ello, actualmente la información disponible sólo puede corresponder a final de 2001.

**Cuadro nº 11****Parque generación peninsular por empresas en el año 2001 (MW)**

	<b>Cogeneración</b>	<b>Solar</b>	<b>Eólica</b>	<b>Hidráulica</b>	<b>Biomasa</b>	<b>Residuos</b>	<b>Trat. Residuos</b>	<b>TOTAL</b>
Endesa	310	0	370	162	19	23	17	<b>902</b>
Iberdrola	153		647	26		7		<b>832</b>
Unión FENOSA	84	0	171	12	1	30	5	<b>304</b>
Hidrocantábrico	7		7	23	4			<b>41</b>
Gamesa			364					<b>364</b>
EHN		1	425	72	30			<b>529</b>
Abengoa	208		1	2		42	15	<b>267</b>
Acciona	18		107					<b>125</b>
Elecnor	4		125					<b>128</b>
Ferroatlántic	12			146				<b>158</b>
Navarro				89				<b>89</b>
Eurovento			182					<b>182</b>
Otras Empresas	4.485	1	850	925	107	271	124	<b>6.763</b>
<b>TOTAL AÑO 2001</b>	<b>5.281</b>	<b>3</b>	<b>3.248</b>	<b>1.457</b>	<b>162</b>	<b>373</b>	<b>161</b>	<b>10.685</b>

Fuente: CNE

Las cuotas de las principales empresas por tecnologías a final de 2001 son:

**Cuadro nº 12. Cuotas de las principales empresas por tecnologías. 2001.**

	<b>Cogeneración</b>	<b>Solar</b>	<b>Eólica</b>	<b>Hidráulica</b>	<b>Biomasa</b>	<b>Residuos</b>	<b>Trat. Residuos</b>	<b>TOTAL</b>
<b>ENDESA</b>	6%	13%	11%	11%	12%	6%	10%	8%
<b>IBERDROLA</b>	3%	0%	20%	2%	0%	2%	0%	8%
<b>UNIÓN FENOSA</b>	2%	0%	5%	1%	1%	8%	3%	3%
<b>HIDROCANTÁB.</b>	0%	0%	0%	2%	2%	0%	0%	0%
<b>GAMESA</b>	0%	0%	11%	0%	0%	0%	0%	3%
<b>EHN</b>	0%	42%	13%	5%	19%	0%	0%	5%
<b>OTROS</b>	90%	45%	39%	80%	66%	84%	86%	72%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: CNE

En cuanto a las actividades de distribución y comercialización los datos que siguen muestran las cuotas en cantidades, es decir, en términos de energía distribuida y comercializada<sup>20</sup>:

**Cuadro nº 13. Cuotas distribución**

	<b>MWh</b>	<b>%</b>
<b>IBERDROLA</b>	45.039.451	38,539
<b>ENDESA</b>	43.600.128	37,307
<b>U. FENOSA</b>	16.731.935	14,317
<b>CANTÁBRICO</b>	7.400.953	3,333
<b>OTROS</b>	3.394.664	2,905
<b>VIESGO</b>	701.066	0,600
<b>TOTAL</b>	<b>116.868.251</b>	<b>100,00</b>

Fuente: CNE.

<sup>20</sup> Las cuotas de distribución y comercialización por empresas, son las correspondientes a liquidaciones provisionales del Operador del Mercado durante todo el año 2002, por lo que no incluyen los posibles desvíos en la medida para aquellos agentes que en la actualidad aún no disponen de medida firme.

Por otra parte y dado que los distribuidores acuden al mercado a comprar toda la demanda de los pequeños distribuidores que de ellos cuelgan, se ha restado a la totalidad de la energía que compran las distribuidoras, las ventas a tarifa D.1, D.2, D.3 y D.4 (elevadas a barras de central con las pérdidas estándar de dichas tarifas) que cada una de las empresas ha reconocido para proceder a la liquidación de las actividades reguladas que realiza la CNE en el ejercicio de sus funciones.

---

**Cuadro nº 14****Cuotas Comercialización**

---

	MWh	%
IBERDROLA	23.248.995,10	38,240%
ENDESA	22.293.424,80	36,668%
UEFENOSA	7.735.380,50	12,723%
CANTÁBRICO	3.971.050,90	6,532%
GAS NATURAL	2.470.358,90	4,063%
OTROS	1.071.935,20	1,763%
VIESGO	6.416,10	0,011%
<b>TOTAL</b>	<b>60.797.561,50</b>	<b>100,00%</b>

---

Fuente: CNE.

El análisis de las características y estructura del mercado debe completarse con la valoración de su contestabilidad, es decir, en qué medida la entrada al mercado puede tener lugar en un período de tiempo corto y si es probable y suficiente. De producirse esta contestabilidad los efectos anticompetitivos serían solventados por el propio funcionamiento del mercado. El Tribunal en los Informes emitidos con ocasión de las concentraciones en el sector eléctrico –C54/00 y C60/00 ha analizado de forma exhaustiva y detallada las fuertes barreras de entrada al mercado del sector eléctrico español. A continuación se mencionan de forma muy breve algunos de estos obstáculos, reafirmando el Tribunal en los argumentos esgrimidos en los anteriores informes:

- Escasa capacidad de interconexión con otros sistemas. A pesar de la firma de un Protocolo de Colaboración con Portugal y la orientación política hacia la creación de un mercado único europeo de electricidad, en la actualidad el mercado eléctrico no está abierto a intercambios internacionales dadas las escasas interconexiones físicas.
- Acceso a activos estratégicos: Los emplazamientos que reúnen condiciones de acceso a redes de alta tensión, a recursos hidroeléctricos o a combustibles determinan el rendimiento económico de las instalaciones. Estos activos son limitados y su posesión constituye un condicionante que frena o imposibilita nuevos entrantes en el mercado.
- Integración vertical: No obstante la separación jurídica de las actividades que soportan el suministro de energía eléctrica, la

participación de los mismos agentes en todas las fases permite el intercambio de información y la obtención del margen “total” en la fase en la que no hay competencia.

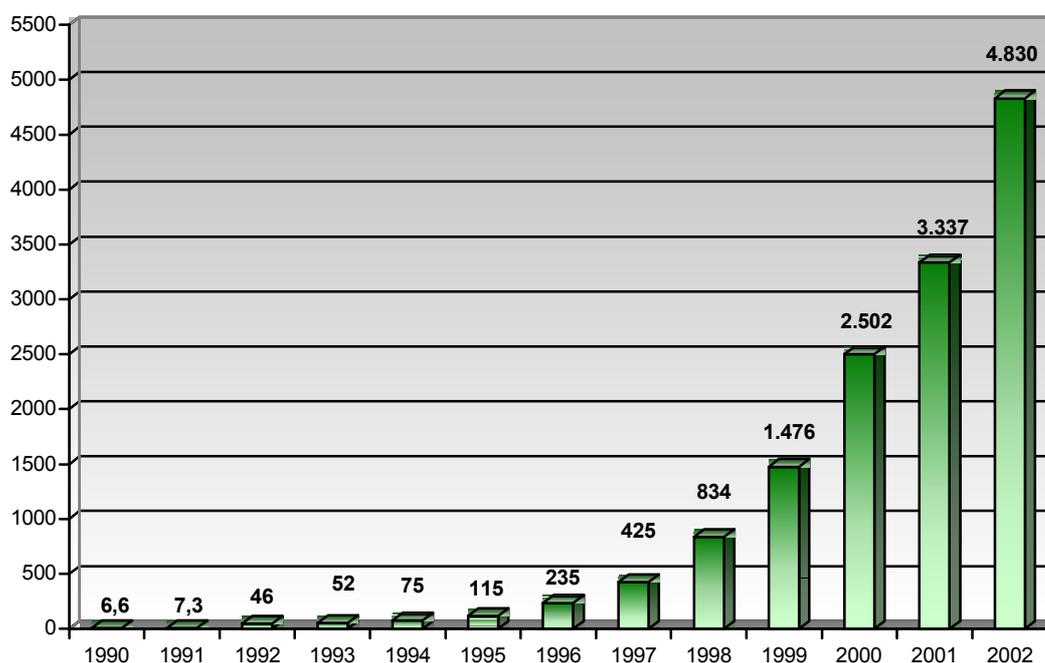
- Excesivo grado de concentración: la actual estructura de mercado otorga una fuerte posición de dominio a determinadas empresas, situación que obligará a potenciales nuevos operadores a ser precio aceptantes del precio fijado por tales empresas dominantes.

## **6.2 El mercado de la instalación de parques eólicos.**

El acceso al mercado de la instalación de parques eólicos se produce con ocasión de la solicitud de autorización administrativa a la Comunidad Autónoma competente. Con posterioridad se ha de solicitar otra autorización administrativa para la explotación del parque lo que permitiría producir energía eléctrica bajo el régimen especial. Esta autorización a menudo se cede a terceros. En el caso que nos ocupa GAMESA coincide con IBERENOVIA en este mercado aunque en rigor no se produce solapamiento toda vez que los parques pertenecientes a GAMESA que ya están en fase de promoción y construcción se venden a IBERENOVIA llave en mano, es decir, una vez que esta fase está concluida, de manera que no computarán en el haber de IBERENOVIA hasta la puesta en funcionamiento. En consecuencia, IBERENOVIA no aumenta su actividad en la instalación de parques eólicos ni elimina a potenciales competidores al obtener la correspondiente autorización de instalación ya que GAMESA ha concurrido ya en competencia para obtener dicha autorización en la promoción y construcción de los parques que, sólo una vez puestos en funcionamiento cederá a IBERENOVIA para su posterior explotación bajo el régimen especial. Es por tanto, en esta última actividad donde la operación surte todos sus efectos sobre la competencia.

Por lo demás, España es uno de los países con mayor potencial eólico. Prueba de ello es la evolución exponencial que ha experimentado la potencia anual instalada.

Evolución acumulada de la potencia eólica instalada en España:  
entre 1990-2002 (en MW)

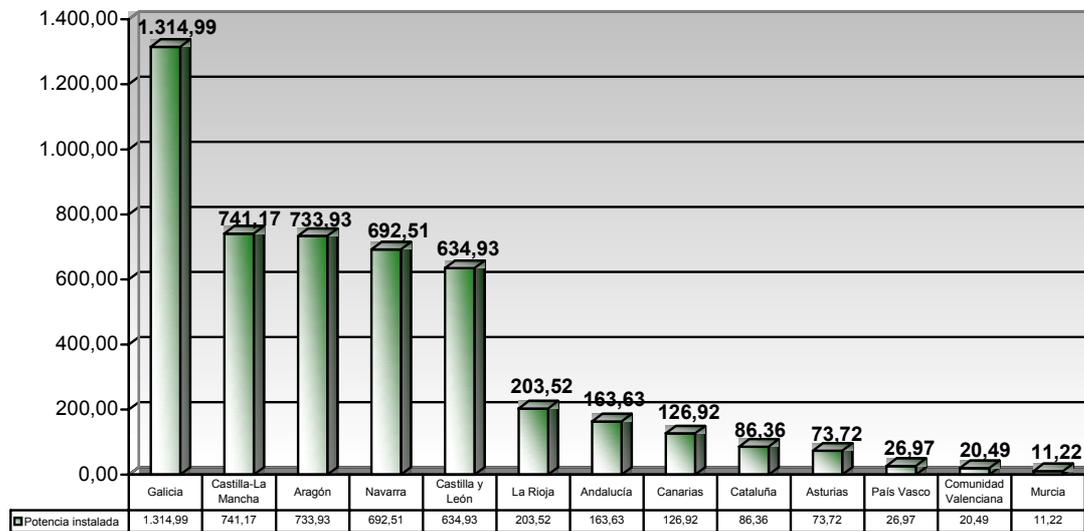


Fuente: Asociación de Productores de Energías Renovables.

Los 1.493,34 MW eólicos instalados en nuestro país durante 2002 sitúan a España como segunda potencia mundial en el uso de esta tecnología con un total de 4.830,35 MW, detrás de Alemania (12.001,22 MW) y por delante de Estados Unidos (4.685 MW). Según los datos recopilados por la Asociación de Productores de Energías Renovables-APPA, y contrastados con todas las administraciones autonómicas con las actas de puesta en funcionamiento, la nueva potencia se instaló principalmente en cuatro comunidades: Galicia (341,5 MW), Castilla y León (323,85 MW), Aragón (268,99 MW) y Castilla La Mancha (241,49 MW).

La distribución de la potencia total por Comunidades Autónomas es la que sigue, de mayor a menor potencia instalada:

**Potencia Eólica instalada en España a 31 de diciembre de 2002**  
**Por CC.AA.**  
 (En MW)



Fuente: Asociación de Productores de Energías Renovables.

A partir de los datos previstos por el Ministerio de Economía<sup>21</sup> la potencia prevista en energía eólica en el año 2011 es de 13.000 MWs cifra superior a la prevista por el Plan de Fomento de las Energías Renovables que cifraba dicha cantidad en 10.555 MW para el año 2010. Contrasta con este dato las previsiones de las Comunidades Autónomas con una cifra de 30.025MW<sup>22</sup> superando con creces la prognosis del IDEA<sup>23</sup>. Si consideramos que la potencia instalada actual es 4.830 MW el potencial de recurso explotable sería de 8.170 MW. A pesar de que los parques que aún no están en explotación son los de menor rendimiento puesto que los emplazamientos mejores ya han sido adjudicados, el potencial de crecimiento de este mercado es importante.

Es preciso subrayar, por otra parte, que las empresas que compiten por las autorizaciones de instalación de parques eólicos son filiales de empresas de

<sup>21</sup> Documento sobre la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas de 13 de septiembre de 2002.

<sup>22</sup> De acuerdo con el Plan de Fomento de las Energías Renovables el potencial previsto para algunas de las Comunidades Autónomas hasta el año 2010 era de 2.744 MW en Galicia, 1.090MW en Andalucía, 720 MW en Aragón, 557MW en Navarra, y 500 MW en Castilla y León.

<sup>23</sup> Por su parte Red Eléctrica ha recibido más de 40.00MW de solicitudes de acceso a la red por parte de este tipo de instalaciones.

cuya relevancia económica no puede desdeñarse entre las que cabe reseñar, además de las correspondientes filiales de las otras empresas presentes en el mercado de generación eléctrica, Desarrollos Eólicos (filial del Grupo Abengoa), Alabe (filial del Grupo Acciona), Urbaenergía (filial del Grupo Dragados), Neg Micón Ibérica (filial del Grupo danés Neg Micon<sup>24</sup>, CESA (filial del Grupo Guascor), Grupo Elecdey, Enerfín (Grupo Elecnor), entre otras.

## **7 EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA DERIVADOS DE LA OPERACIÓN.**

Llegados a este punto resta por valorar de qué forma la actividad del régimen especial afecta al mercado mayorista y, por tanto, cuales efectos podrán razonablemente derivarse de la adquisición de determinados parques eólicos por IBERENOVA.

1. Una primera aproximación intuitiva se deduce del propio sistema retributivo del régimen especial. Como quiera que el precio a percibir es el resultado de añadir una prima al precio del *pool*, resulta lógico suponer que a mayor precio del *pool* mayores beneficios obtenidos por la energía así financiada. Por tanto, la energía de esta forma producida no es del todo neutral respecto del precio fijado en el mercado mayorista.
2. La energía total que entra en el sistema se compone de la energía producida bajo el régimen especial y la energía producida bajo el régimen ordinario. Ahora bien, aunque sólo esté obligada a realizar ofertas al *pool* la del régimen ordinario,<sup>25</sup> el conocimiento de parte de la energía que obra en el sistema afecta a las estrategias de precio y cantidad de los agentes en el mercado, reduciendo la incertidumbre para conocer la demanda final del sistema y, por tanto, reduciendo la incertidumbre sobre cual será el precio final del sistema.

---

<sup>24</sup> Neg Micon es el 2º principal promotor y fabricante de aerogeneradores a nivel mundial.

<sup>25</sup> Con la matización de que se considera también la energía producida por el régimen especial de más de 50MW y la importada.

La explicación de esta repercusión exige abordar, siquiera someramente, el funcionamiento del mercado mayorista.<sup>26</sup> A diferencia de otros sectores, el sector eléctrico presenta unas características que facilitan el poder de mercado:

- La electricidad no puede almacenarse.
- Los productores soportan restricciones de capacidad, de forma que la oferta es inelástica en periodos punta de demanda. Esto significa que los costes marginales obtienen una pendiente muy elevada por encima de un determinado nivel de output, cuando todas las instalaciones eléctricas están trabajando al máximo de capacidad.
- La demanda de electricidad es muy inelástica debido a que la mayoría de los consumidores finales son precio aceptantes. Es decir, caída en la demanda en respuesta a una elevación del precio en el mercado es insignificante.
- La red de transporte puede experimentar congestión.

Estas particulares características han llevado a los estudiosos del sector a dudar de los indicadores clásicos de concentración como las cuotas de mercado o el índice de Herfindahl-Hirschman como primeras aproximaciones a un hipotético poder de mercado<sup>27</sup>. Con tal fin se han efectuado simulaciones partiendo de distintos enfoques del modelo oligopolístico. Uno de los modelos que permite una aproximación sencilla para identificar a las empresas con poder de mercado y cuyas predicciones más se ajustan al comportamiento real de las empresas es el modelo de subastas en el que se utiliza el

---

<sup>26</sup> Una explicación más detallada del funcionamiento se encuentra en los siguientes artículos:

- Darryl Biggar "Market power in wholesale electricity markets" Junio 2002. OCDE.
- Pedro L Marín, Antón García-Díaz "Strategic bidding in electricity pools with short-lived bids: an application to the spanish market. [www.cepr.org](http://www.cepr.org). Discussion Paper no 2567. Agosto 2000.
- Borenstein, Bushnell "Market power in electricity markets; beyondo concentration measures. Febrero 1999.

<sup>27</sup> Se dice que una empresa tiene poder de mercado cuando puede, bien reduciendo su producción o incrementando el mínimo precio al que estaría dispuesta a vender su producción, aumentar su beneficio al elevar el precio del mercado. Una empresa que no puede influir el precio del mercado es una empresa precio aceptante y continuará produciendo y vendiendo su producción mientras el precio del mercado supera el coste marginal de producir la última unidad de producto. Por tanto, una empresa es capaz de ejercer poder de mercado cuando puede, bien elevando su precio o bien reduciendo su producción, tener alguna influencia sobre el precio del mercado.

concepto de demanda residual<sup>28</sup>. Una empresa obtiene una demanda residual positiva cuando la demanda total del mercado menos la oferta de todos sus competidores resulta positiva. Esto significa que su producción o parte de ella resulta imprescindible para cubrir la demanda del mercado lo que la permitirá ofertar una cantidad que le permita igualar su coste marginal y su ingreso marginal. La estrategia de las empresas se fundamenta en conjeturar si su producción será o no imprescindible y para ello sus aproximaciones serán tanto más certeras cuanto mayor sea su conocimiento sobre la capacidad total y la demanda del sistema.

Cuando las empresas se enfrentan a restricciones de capacidad, a medida que la demanda aumenta algunas empresas quedan sometidas a restricciones y, por lo tanto, son incapaces de disciplinar el poder de mercado del resto de las empresas que no están restringidas en su producción.

Supongamos un mercado con restricciones de capacidad en generación y con demanda de electricidad inelástica. El nivel de demanda es lo suficientemente alto como para que si un generador cesa en su producción de electricidad, el resto de los generadores en el mercado no sean capaces de hacer frente al déficit de producción. Si la demanda es lo suficientemente inelástica, ese generador, aunque fuera muy pequeño, puede elevar el precio del mercado de forma significativa reduciendo su producción. Si la demanda fuera perfectamente inelástica la empresa podría imponer el precio que quisiera.

Por tanto, los productores que operan al total de su capacidad no pueden disciplinar al resto de operadores en el mercado y contrarrestar así un comportamiento anticompetitivo a través de un incremento de la producción. El resto de las empresas que no están sometidas a restricciones, están de hecho compitiendo en un mercado separado, siendo la demanda de este mercado el resultado de reducir por la cantidad equivalente a la capacidad de producción de las empresas con producción con restricciones. Esto se denomina demanda residual.

Los resultados de este modelo dependen de la estructura del mercado (que es a su vez función de las capacidades de cada una de las empresas

---

<sup>28</sup> Este modelo ha sido aplicado al mercado mayorista español por Marín, P y García-Díaz, A. Op.Cit.. Discussion paper nº 2567.

productoras de energía) y de la demanda del sistema. En el caso de que exista una única empresa con demanda residual ofertará un precio y una cantidad que maximiza sus beneficios y el resto de las empresas se comportarán como precio-aceptantes. Si son dos las empresas con demanda residual se estará ante una situación de duopolio cuyo resultado final dependerá de las estrategias esgrimidas por ambos operadores.

Por tanto, el ejercicio del poder de mercado depende no sólo de la cuota de mercado, sino de otros aspectos como la información sobre los costes de la competencia, la flexibilidad de la oferta, y sobre todo la capacidad para fijar el precio marginal en el algoritmo de casación.<sup>29</sup> La adquisición de mayor capacidad productiva permite obtener un mayor conocimiento sobre la producción total del sistema y, en particular, sobre la del propio oferente, permitiéndole así predecir mejor cual será la curva de demanda residual lo que le permitirá actuar como un monopolista.

En el caso español el mercado mayorista se estructura con dos empresas dominantes, Endesa e Iberdrola, que conjuntamente alcanzan el 80% de las ofertas del *pool*. Ambas empresas presentan un alto período de horarios en los que, a partir del conocimiento de las disponibilidades de potencia disponible de cada empresa y la demanda agregada del sistema, se enfrentan a demandas residuales positivas, tanto en períodos de demanda alta como en periodos de demanda baja<sup>30</sup>. El resto de los agentes del sistema actúan como precio-aceptantes.

Ahora bien, en las circunstancias del presente caso debe conocerse cuál es la energía realmente vertida a la red proveniente de los parques eólicos que se adquieren. Para ello deben calcularse las horas de utilización equivalente que medirá el grado de utilización de estas instalaciones. El siguiente cuadro recoge para las distintas tecnologías utilizadas en la energía renovable:

---

<sup>29</sup> Pedro Calero Pérez: Regulación en el sector eléctrico: evolución reciente y pautas para el futuro. BICE Nº 2669. Noviembre 2000.

<sup>30</sup> Informe C60 ENDESA/IBERDROLA.

**Cuadro nº 15**

<b>Tecnología</b>	<b>Energía Vendida (Gwh)</b>	<b>Potencia instalada a 31/12/01 (Mw)</b>	<b>Horas de utilización equivalente</b>	<b>% Horas de utilización equivalente sobre horas totales año</b>
COGENERACIÓN	16.641	5.347	3.434	39,20
FOTOVOLTAICA	1,665	1,921	1.169	13,34
EÓLICA	6.925	3.295	2.560	29,22
HIDRÁULICA	4.391	1.459	3.354	38,29
BIOMASA Y BIOGAS	823	211	5.265	60,10
RESIDUOS SÓLIDOS E INDUSTRIALES	1.689	407	4.392	50,14
TTO DE RESIDUOS AGRÍCOLAS, GANADEROS O DE SERVICIOS	570	173	4.600	52,51

Fuente: Informe sobre las compras de energía al Régimen Especial. 2001. CNE.

Considerando que el total de las horas anuales en el 2001 fue de 8.760 horas de media, el rendimiento real de la energía eólica no alcanza del 30%, lo que significa que los 1.036 MW que adquiere IBERENOVA, en media sólo “vuelca” unos 300 MW<sup>31</sup>.

De forma concomitante al bajo rendimiento de las instalaciones concurre en la explotación eólica una circunstancia que determina su uso como es su dependencia de la meteorología. En general, las energías renovables encuentran dificultades a la hora de producir electricidad cuando el sistema las necesita. A pesar de que se están desarrollando modelos de predicción de energía eólica y mejorando los procesos que faciliten la gestión de los parques eólicos, en la actualidad la marcada variabilidad de la generación de este tipo de energía no ofrece una garantía razonable de suministro lo que

<sup>31</sup> Mientras que una central nuclear “rinde” casi un 100% de su potencia.

limita en la práctica la credibilidad de las previsiones de la cantidad de energía que generarán y su ulterior venta en el mercado diario. En la práctica sólo se puede predecir la energía generada en las instalaciones eólicas con 2 o 3 horas de anticipación y no en las 24 horas anteriores que es cuando se fijan los precios en el mercado mayorista de electricidad

En definitiva, la adquisición de los parques eólicos de GAMESA por parte de IBERDROLA no alterará de forma significativa la actual correlación de fuerzas en el sistema eléctrico porque, a pesar de su influencia en la fijación del precio en el *pool*, IBERDROLA difícilmente podrá aprovechar el uso de la información disponible en beneficio de sus estrategias para establecer el precio marginal en el mercado.

En cuanto a las restricciones accesorias este Tribunal considera que el derecho preferente de participación en la construcción y explotación de parques eólicos que pudieran ser promovidos en el futuro por GAMESA no puede considerarse una restricción accesorio. El notificante justifica su calificación como restricción accesorio a la operación ya que el precio acordado entre IBERNOVA y GAMESA toma en cuenta tal derecho de adquisición preferente. Este Tribunal considera que este acuerdo no puede valorarse como una restricción accesorio. En primer lugar, se trata de inversiones cuya realización definitiva se desconoce a día de hoy, de forma que de aprobarse conjuntamente con los parques que efectivamente adquiere IBERNOVA se estaría a su vez permitiendo la adquisición de un número indeterminado de activos que necesariamente habrían de dar lugar a notificaciones de conformidad con el artículo 14 de la Ley 16/1989 de Defensa de la Competencia y que este Tribunal no puede informar por desconocer su delimitación última.

Por otra parte, no es justificación suficiente para considerar este acuerdo como restricción accesorio que esté contenido en el precio final acordado por las partes. Los activos pueden estar vinculados a la operación pero no son “necesarios” para la operación notificada puesto que pueden ser perfectamente separados de la misma. No se trata de una cláusula inhibitorio de la competencia sino de un acuerdo para una posible compra futura de otros activos de la sociedad vendedora.

Asimismo, el periodo de 4 años recogido en los acuerdos de suministro y mantenimiento resultan excesivos toda vez que la puesta en funcionamiento de los parques adquiridos, que en el momento de la compra se encuentran en

construcción o en promoción, está prevista en un horizonte de [...].De ahí que un periodo razonable no debería exceder los dos años.

No deben terminarse estas consideraciones sin hacer alusión a si esta operación de concentración vulnera el artículo 16 del Real Decreto –Ley 6/2000 que estableció una moratoria de tres años para el incremento de la potencia neta instalada para aquellas empresas que tuvieran una participación igual o superior al 20%. Si así fuera la operación resultaría ser ilegal. Este Tribunal remitió escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas solicitando informara sobre si tal operación era susceptible de vulnerar el Real Decreto- Ley 6/2000. En su escrito de contestación la Dirección General interpreta que las limitaciones para instalar nueva capacidad de producción establecidas en el artículo 16.1 del Real Decreto-Ley 6/2000 sólo afectan a la producción en régimen ordinario. Las instalaciones objeto de la concentración económica planteada sujetas al régimen especial no le son, por tanto, de aplicación dicha norma.

Ahora bien, si los incentivos de las instalaciones sujetas al régimen especial, tal y como se estipula en el Real Decreto 841/2002, permitieran que aquéllas se incorporaran al mercado mayorista, tal y como pretende el legislador, ya no cabrían distinguos entre uno y otro régimen. Esta posibilidad es resaltada por la CNE que estima:

*“...con la regulación del régimen especial establecida en el R.D. 841/2002 la cual permite la participación voluntaria en el mercado, se está tendiendo a una integración de los dos regímenes, y para futuras operaciones, se debería evitar que este tipo de operaciones que conllevan un incremento de la potencia del régimen especial, pudieran servir como instrumento para no ajustarse a la limitación que se quiso imponer en el Real Decreto-Ley 6/200.”*

En cualquier caso, este Tribunal pone de manifiesto que la limitación recogida en el art. 16 del Real Decreto-Ley 6/2000 caduca a finales del próximo mes de junio.

## **8 CONCLUSIONES.**

Primera.- La operación de concentración notificada consiste en la adquisición por parte de IBERENOVA de una serie de parques y

activos eólicos de GAMESA mediante la transmisión de la plena propiedad de las participaciones en el capital social de las sociedades titulares de los mismos. La misma supera los umbrales del art. 14 LDC y, al estar comprendida en uno de los supuestos contemplados legalmente, constituye una concentración económica que debe someterse al procedimiento establecido en el Capítulo II del Título Primero de la Ley de Defensa de la Competencia.

Segunda.- El Acuerdo Marco por el que se materializa esta operación incluye, asimismo, varios acuerdos que el notificante ha calificado como accesorios en el sentido de la Comunicación de la Comisión Europea sobre restricciones directamente relacionadas y necesarias para las operaciones de concentración. El Tribunal considera que el derecho preferente de participación en la construcción y explotación de parques eólicos que pudieran ser promovidos en el futuro por GAMESA no constituye una restricción accesorio, y por tanto, no forma parte de la operación de concentración objeto de este informe. En cuanto al Acuerdo de suministro de aerogeneradores y el Acuerdo de mantenimiento afecto al primero, el Tribunal juzga que un período de dos años resultaría el máximo aceptable dadas las particularidades de la transmisión objeto de esta operación de concentración.

Tercera.- Los mercados de referencia son el mercado mayorista o *pool* y el mercado de suministro de energía eléctrica a los consumidores finales. Aunque las empresas objeto de la presente operación de concentración realizan su actividad en instalaciones sujetas al Régimen Especial, que siendo una actividad regulada no puede conformar ningún mercado, esta actividad debe valorarse en el contexto de los anteriores mercados por la indirecta relación con ellos, situación a la que contribuye asimismo la fuerte integración vertical a la que está sujeto el sector eléctrico. En cuanto a la actividad de instalación de parques eólicos su delimitación exacta puede dejarse abierta al no producirse efectos sobre la competencia como consecuencia de la operación de concentración analizada.

Cuarta.- El mercado geográfico en la actividad de generación es el mercado español peninsular. En el caso del suministro de

energía eléctrica a los consumidores finales el mercado geográfico es más restringido, de ámbito regional o incluso local.

- Quinta.- El mercado eléctrico presenta un grado de concentración muy alto. Del total de las ventas de energía al sistema en el año 2002 un 29 % corresponde a IBERDROLA que junto con Endesa ostentan un 71% del total de la energía vendida. Las compras en el mercado mayorista proceden en casi un 99% de las mismas empresas que venden en dicho mercado.
- Sexta.- En el sector eléctrico la existencia de poder de mercado se deduce tanto por la capacidad de generación, es decir por la cuota de generación, como por la estructura de dicha capacidad que permite fijar el precio marginal en determinados periodos de demanda.
- Séptima.- La mayor capacidad total que IBERDROLA obtiene a resultas de la presente operación podría reducir la incertidumbre en las predicciones sobre los periodos en que puede ser su oferta imprescindible para hacer frente a la demanda, lo que le permitiría fijar el precio marginal en el mercado mayorista, reforzando así su actual poder de mercado.

No obstante, el Tribunal considera que el componente aleatorio e imprevisible de la generación de electricidad en instalaciones de energía eólica limita considerablemente la posibilidad de reforzar dicho poder de mercado.

Por cuanto antecede, el Tribunal de Defensa de la Competencia, dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 17 de la Ley de Defensa de la Competencia, ha acordado remitir al Excmo. Sr. Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía para su elevación al Gobierno el siguiente:

## **DICTAMEN**

**El Pleno del Tribunal, una vez estimados los efectos que podría causar sobre la competencia la concentración económica objeto del presente Informe, considera que resulta adecuado declarar procedente la operación notificada. No obstante, el Tribunal juzga conveniente que el ámbito temporal de aplicación del Acuerdo de suministro y el consiguiente Acuerdo de mantenimiento se reduzca a dos años y que, por otra parte, no puede considerarse como vinculado a la concentración económica el Acuerdo por el que IBERDROLA obtiene un derecho preferente de participación en la construcción y explotación de parques eólicos que pudieran ser promovidos en el futuro por GAMESA.**

Madrid, 27 de febrero de 2003

### **VOTO PARTICULAR QUE FORMULA EL SR. MARTÍNEZ ARÉVALO AL INFORME DE CONCENTRACIÓN C 77/02 IBERENOVA/GAMESA**

Aun aceptando el núcleo de las consideraciones de la mayoría relativas al efecto económico de la operación, el Vocal que suscribe considera inadecuado el análisis de su legalidad a la luz de lo estipulado en el Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

El artículo 16 de dicho Real Decreto-ley texto establece:

“Uno. Los productores de energía eléctrica cuya potencia eléctrica instalada en régimen ordinario en todo el territorio peninsular, a la entrada en vigor del presente Real Decreto-ley, exceda del 40 por 100 del total, no podrán incrementar la potencia instalada durante un plazo de cinco años. Si la participación en dicha potencia instalada es inferior al 40 por 100 pero superior al 20 por 100, el plazo será de tres años. Ambos plazos se computarán desde la entrada en vigor del presente Real Decreto-ley.”

Dado este texto legal cabe formular dos preguntas:

- 1) ¿Queda afectada la presente operación por lo que se establece en dicho Real Decreto-ley?
  - 2) Si la respuesta es afirmativa: ¿Debe condicionar el dictamen del Tribunal?
- 
- 1) En relación con la primera cuestión, debe tenerse en cuenta que es habitual distinguir las expresiones *potencia instalada en régimen ordinario* y *potencia instalada en régimen especial* y que la expresión *potencia instalada* es el concepto genérico que engloba a los otros dos (véase el informe del Tribunal C60/00 ENDESA/IBERDROLA, de 9 de enero de 2001, pág 48).

El Real Decreto-ley analiza unos supuestos y establece unas consecuencias. La empresa IBERDROLA, matriz de IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES S.A., se encuentra claramente incluida en uno de esos supuestos –puesto que su participación en la potencia instalada en régimen ordinario es del orden del 36% (cuadro n.8, para el mercado peninsular)– y de ello se siguen unas consecuencias: *no podrá incrementar la potencia instalada* en un plazo de tres años. La posible duda surge, pues, en relación con la interpretación de esa consecuencia; en concreto, si al hablar de *potencia instalada* debe entenderse que el legislador quiso utilizar el término genérico –en cuyo caso la actual operación quedaría claramente prohibida– o sólo referirse a la capacidad de generación en régimen ordinario, en cuyo caso la actual operación no quedaría afectada por la prohibición.

En opinión del Vocal que suscribe, parece lógico atenerse a la primera interpretación por dos motivos fundamentales.

#### 1.1) El texto de la Ley

Como se ha señalado anteriormente, el término *potencia instalada*, usado sin más cualificación, es claramente genérico y engloba a los otros dos como subconjuntos (la potencia instalada bajo los regímenes general y especial). Resulta difícil argumentar que el legislador desconoce esa distinción o la considera exenta de importancia cuando en la oración precedente ha tenido especial cuidado en precisar a cuál de las potencias se estaba refiriendo e, inmediatamente después, entra en una detallada

regulación de cómo debe computarse esa potencia instalada en régimen general.

## 1.2) La interpretación económica

El preámbulo del Real Decreto-ley explica claramente cuáles son las intenciones del legislador respecto del sector eléctrico:

“Respecto al sector eléctrico, se avanza en la introducción de competencia, limitando el incremento de nueva potencia instalada a los grupos eléctricos que ostentan una cuota significativa y estableciendo la obligación de que determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes.”

El incremento de nueva potencia instalada en régimen especial es susceptible de producir los efectos restrictivos de la competencia que el Real Decreto-ley pretende evitar, por lo que debe entenderse que, no sólo en la letra, sino también en el ánimo del legislador, subyacía la idea de prohibir (temporalmente) que las grandes empresas eléctricas incrementaran su cuota de generación. De esta forma el legislador deseaba evitar que esas empresas obstaculizaran ciertos acontecimientos (la introducción de más competencia, la canalización de la producción a través del mercado mayorista) que consideraba deseables.

Una cosa es concluir, como hace correctamente el informe, que en el caso concreto que se analiza (y dadas las características de la producción eólica y el propio tamaño de la operación) el incremento de poder de mercado es mínimo y otra que, en términos generales, la producción en régimen especial no sea susceptible de incrementar el poder de mercado. La segunda de esas conclusiones sería claramente incorrecta puesto que la producción en régimen especial incluye la producción mediante el uso de combustibles como la biomasa, los residuos o la técnica de ciclos combinados, que claramente no se encuentra afectada por el elemento de imprevisibilidad propio de la producción eólica.

En consecuencia, creo que debe concluirse que el legislador quiso incluir a la generación en régimen especial en la prohibición del art. 16 y que, por tanto, la operación resulta contraria a lo estipulado en ese artículo si se culmina antes del transcurso de los tres años.

- 2) Constatada la existencia de esa prohibición, cabe preguntarse cuál debe ser la actitud del Tribunal al informar un proyecto de concentración que parece vulnerarla.

El Vocal que suscribe entiende que el Tribunal está obligado a respetar la totalidad del ordenamiento jurídico vigente en nuestro país, que claramente incluye al Real Decreto-ley 6/2000 que, además, lleva el título de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia, por lo que resulta inadecuado emitir un dictamen favorable de una operación que lo vulnera. Si el Tribunal hubiera constatado que dicho Real Decreto-ley contiene estipulaciones contraproducentes desde el punto de vista de la competencia –bien en términos generales, bien en alguna de sus aplicaciones concretas– lo oportuno hubiera sido ponerlo de relieve y recomendar al legislador la modificación del texto legal antes de aprobar la operación. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que, en el segundo de los casos anteriores, tal solución hubiera tenido el grave inconveniente de modificar una norma de aplicación general con el fin de acomodar un caso concreto. No obstante, la opinión mayoritaria no ha llegado a ninguna constatación de este tipo y el dictamen que presenta parece ignorar pura y simplemente la existencia del Real Decreto-ley.

Dadas las circunstancias del caso, en particular el hecho de que la prohibición tiene una duración limitada, próxima a expirar, el Vocal que suscribe entiende que hubiera podido emitirse un dictamen más respetuoso con la legalidad vigente, que hubiera consistido en recomendar que la aprobación de la operación quedase sometida a la condición de que no se llevase a efecto antes de la fecha (ya muy próxima) en que termina la prohibición.

Madrid, 27 de febrero de 2003