



# Economicwatch

8 de agosto 2005

## El Libro Blanco: la mitigación del poder de mercado

- Ante la imposibilidad de paliar el poder de mercado de ciertas empresas mediante cambios en las reglas del mercado eléctrico, el Libro Blanco opta por limitar la participación en el mismo.
- Según los cálculos realizados, la potencia a retirar superaría, en las horas punta, el 11% de la potencia total instalada en España.
- Se ofrecen diversas alternativas para la energía no llevada al pool, poniendo especial énfasis en las subastas y contratos virtuales.
- Si bien se entiende la necesidad de reforma planteada por el Libro Blanco, se echa de menos un mayor empeño por complementar el enfoque preventivo con una supervisión ex-post.

### Antecedentes: el poder de mercado

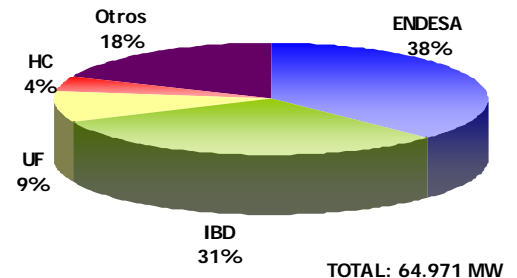
Los autores del Libro Blanco opinan que el principal problema del mercado eléctrico español es el elevado grado de concentración existente. Ello, unido a la inelasticidad propia de la demanda y oferta eléctricas en el corto plazo<sup>1</sup>, amplía las posibilidades de abuso por parte de las empresas con poder de mercado, principalmente en situaciones de elevada demanda y escaso margen de capacidad.

Se dice que una empresa tiene poder de mercado cuando posee la capacidad de modificar, en beneficio propio, el precio de mercado respecto al nivel que tendría en competencia. El hecho de que tenga poder de mercado no implica que la empresa haya abusado del mismo en el pasado, ni tampoco que vaya a hacerlo con seguridad en el futuro, aunque sí indica que estaría en condiciones de hacerlo si ello conviniera a sus intereses.

<sup>1</sup> La inelasticidad de la demanda proviene de la falta de bienes sustitutivos y la importancia del consumo eléctrico en las economías modernas. La oferta es inelástica debido a los elevados costes de entrada asociados a inversiones costosas con plazos de ejecución y amortización muy dilatados.

Tatiana Alonso  
tatiana.alonso@grupobbva.com  
Carmen Hernansanz  
carmen.hernan@grupobbva.com

Potencia Instalada en España 2003  
Reparto por empresa



Si bien existen varios trabajos de investigación que ponen de manifiesto el ejercicio de poder de mercado en el pool eléctrico español,<sup>2</sup> los redactores del Libro consideran que no se puede considerar que dicho abuso se haya producido de manera sistemática. No obstante, reconocen que dicha situación se ha debido, muy probablemente, a motivaciones ajenas al mercado, principalmente el mecanismo de recuperación de CTCs por diferencias,<sup>3</sup> así como el propio interés de las empresas por no “dinamitar el proceso liberalizador”.

Por ello, las cosas podrían ser muy distintas en el futuro. En ausencia de CTCs y con una tarifa que reflejara plenamente los costes de la generación, el impacto del poder de las empresas sobre los resultados del mercado podría alcanzar niveles inaceptables. Esta intuición queda confirmada en el informe por los resultados obtenidos mediante la simulación de un modelo oligopolista que capta el comportamiento previsible del mercado eléctrico. Desde un punto de vista estrictamente económico, las simulaciones muestran que la estrategia óptima de las empresas dominantes consistiría en fijar precios superiores al nivel de competencia.

En vista de todo ello, los autores consideran que no es posible paliar este poder de mercado modificando las reglas de funcionamiento vigentes, por lo que abogan por una intervención del regulador encaminada a prevenir posibles abusos. Según las estimaciones, retirando del mercado spot una parte de la potencia de las empresas dominantes, su poder de mercado, así como los incentivos a abusar del mismo, quedarían suficientemente mitigados.<sup>4</sup>

Dependiendo del escenario considerado, la potencia a retirar por cada empresa dominante rondaría los 4000MW en llano y los 6000MW en punta. Para facilitar la aplicación de dicha restricción, se define el límite de participación como un porcentaje de la demanda máxima del sistema. En cifras redondas, y escogiendo los casos más restrictivos, dicha regla implica que ninguna empresa podría acudir al mercado con una potencia efectiva superior al 22% de la demanda máxima anual en periodos de punta y al 19% en horas llano.

Dada la demanda máxima actual (43.000MW) y el reparto de las potencias instaladas por empresa, la regla sólo afectaría a Endesa e Iberdrola. A pesar de que Endesa tiene una mayor potencia instalada que Iberdrola, las potencias efectivas de ambas empresas se igualan en los periodos de punta debido a la importancia de la generación hidráulica en el mix de generación de Iberdrola.<sup>5</sup> Por tanto, mientras que la primera debería retirar cerca del 30% de su potencia efectiva tanto en llano como en punta, a Iberdrola correspondería retirar un 14% en llano frente a un 30% en punta (ver Tabla 1).

**Tabla 1: Efectos de la regla de limitación**

AÑO 2005 (MW)	ENDESA	IBERDROLA	FENOSA
<b>Potencia efectiva (1)</b>			
Llano	12.018	9.464	3.853
Punta	14.181	13.477	4.856
<b>Potencia a mercado (2)</b>			
Llano	8.170	8.170	3.853
(% s/pot. efectiva)	68%	86%	100%
Punta	9.460	9.460	4.856
(% s/pot. efectiva)	67%	70%	100%
<b>Potencia fuera de mercado (3)=(1)-(2)</b>			
Llano	3.848	1.294	0
(% s/pot. efectiva)	32%	14%	0%
Punta	4.721	4.017	0
(% s/pot. efectiva)	33%	30%	0%

Fuente: Libro Blanco y BBVA

<sup>2</sup> Entre otros, CNSE (2000), Marín y García-Díaz (2003), López Milla (2003), Kühn y Machado (2004), Crampes y Fabra (2005), Fabra y Toro (2005).

<sup>3</sup> La relación existente entre los CTCs y el funcionamiento del mercado es tan estrecha que el propio Libro propone una reforma del mecanismo de recuperación de los mismos, basada en contratos por diferencias, que permitiría reducir el poder de mercado en el pool sin necesidad de implementar medidas mitigadoras adicionales. Ver próxima nota sobre el Libro Blanco del Servicio de Estudios.

<sup>4</sup> En realidad la limitación se refiere a la “potencia equivalente a efectos de poder de mercado”, también llamada “potencia efectiva”, calculada a partir de la potencia instalada, ajustando ésta por criterios de disponibilidad y capacidad de generación tanto en punta como en llano (ver Tabla 3).

<sup>5</sup> Junto con el fuel, este tipo de tecnología fija a menudo el marginal dado el elevado coste de oportunidad del agua así como su elevada capacidad de respuesta.

## Medidas propuestas para vender la energía fuera del mercado

¿Qué hacer con la energía que no puede ser vendida en el mercado? Aparte de mencionar la posibilidad de venta voluntaria de activos de generación (que sólo procedería imponer, llegado el caso, como requisito para la autorización de procesos de fusión) el Libro propone una serie de vías de contratación alternativas al mercado.<sup>6</sup>

Al igual que la venta de activos, las subastas virtuales tienen la ventaja de liberar capacidad de generación, permitiendo la entrada de nuevos agentes de manera menos traumática que la desinversión. Esto es así porque se trata de cesiones temporales y reversibles, de forma que, si al término del contrato, los niveles de concentración presentan niveles aceptables, se puede devolver al propietario original la gestión de la energía vendida.

La legislación española ya contempla las ventas virtuales de energía bajo el sobrenombre de "emisiones primarias", limitándolas al 20% de la producción de cada empresa. A tenor de los resultados obtenidos con las simulaciones, esto podría no ser suficiente para reducir la concentración del mercado a niveles aceptables. Incluso si se decidiera modificar la ley para aumentar este porcentaje, los autores recomiendan no hacerlo hasta que el sector eléctrico español presente un mayor grado de apertura y cuente con un número suficiente de inversores capaces de absorber la gran cantidad de energía liberada (superior a los 8.000 MW en punta<sup>7</sup>), evitando así un eventual desplome de los precios.

Por ello, se propone complementar el uso de las subastas virtuales con contratos por diferencias. Según la teoría, estos contratos constituyen la forma más efectiva de reducir los incentivos de las empresas a abusar de su poder. En efecto, la estrategia de retirar energía del mercado para impulsar el precio al alza pierde atractivo para la empresa si parte de su energía está contratada a un precio fijo. Esto es así, porque el contrato reduce la cantidad de energía sobre la que se aplica la retirada estratégica y el incremento de precio conseguido.

Por razones obvias, para que estos contratos cumplan su función, el precio debería ser independiente del mercado, lo cual sólo parece plausible si es directamente fijado por el regulador.<sup>8</sup> Sin embargo, la imposición de contratos regulados ha sido poco utilizada en la práctica, ya que conlleva considerables dificultades prácticas y podría ser interpretada como una intromisión inaceptable por parte regulador, incluso si ésta responde a la necesidad de corregir fallos de mercado importantes.

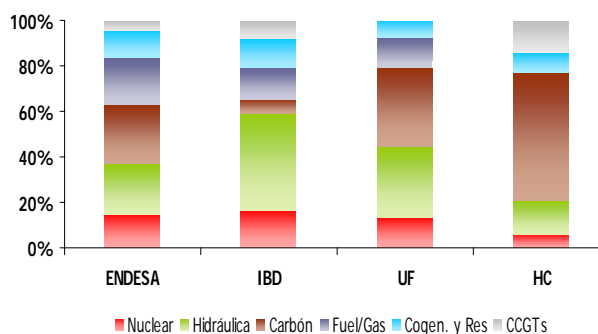
Por otra parte, la eficacia de los contratos voluntarios (no regulados) queda en buena medida restaurada cuando éstos se firman a muy largo plazo, ya que las ganancias de manipular el precio de mercado se diluyen en el tiempo. El Libro Blanco defiende la utilización de estos acuerdos voluntarios aunque no les confiere demasiada atención, lo cual no deja de sorprender dada la evidencia teórica a favor de los mismos como un buen complemento para los mercados organizados spot. De hecho, su utilización es generalizada en mercados eléctricos maduros como el noruego o el

<sup>6</sup> Ver nota reciente del Servicio de Estudios "El Libro Blanco de la Generación Eléctrica: una primera valoración".

<sup>7</sup> Piénsese que el volumen de capacidad retirada del mercado sería superior a la capacidad de generación nuclear instalada actualmente en España (8.000MW).

<sup>8</sup> Si la empresa sabe que el contrato será renegociado en un futuro próximo tomando como referencia el mejor estimador del precio futuro, que no es otro que el precio medio pasado, los incentivos a manipular el mismo no se eliminan.

Reparto Tecnológico de la Potencia Instalada 2003



británico y son ampliamente negociados en múltiples mercados de materias primas como el del petróleo, o el gas natural, por ejemplo.

## Valoración

Tras siete años de apertura a la competencia, el mercado eléctrico español sigue estando en manos de las empresas incumbentes. Con el 70% de los activos de generación, Endesa e Iberdrola son empresas pivotaes durante un importante número de horas en las que la demanda es relativamente elevada. Esto quiere decir que ambas podrían subir el precio del mercado diario al máximo valor que permiten las reglas del mismo, con tan sólo retirar momentáneamente una parte de su capacidad de generación.<sup>9</sup>

Ante esto, el gobierno español afronta el reto de proteger a los consumidores de posibles abusos, sin distorsionar el mercado ni atentar contra la libertad empresarial, de manera que el proceso liberalizador siga su curso. El profesor Pérez Arriaga plantea al ejecutivo que asuma cierto grado de intervencionismo si se pretende trasladar a los consumidores las ganancias derivadas de la competencia y propone, por tanto, adoptar medidas reductoras de la concentración para mitigar<sup>10</sup> la probabilidad de abuso por parte de las empresas dominantes.

Algunos agentes del sector ya se han manifestado en contra de estas propuestas, argumentando que la concentración del mercado eléctrico español no es tan elevada ni dañina como se pretende hacer ver, sobretodo si se compara con otros países. Si bien es cierto que los mercados eléctricos de Francia, Italia o Portugal presentan mayores grados de concentración que el nuestro, también lo es que la práctica eléctrica de estos países no constituye, en general, un modelo a seguir en la carrera por la liberalización del sector. De hecho, la Comisión Europea ha reconocido que el alto grado de competencia registrado en muchos mercados eléctricos europeos constituye el principal escollo a la liberalización efectiva de los mismos. No en vano, los sectores eléctricos más desarrollados y liberalizados del mundo, como Reino Unido o Noruega, presentan niveles de concentración muy inferiores al español. (Ver Tabla 2)

La experiencia internacional de los últimos diez años sobre procesos de liberalización del sector eléctrico, muestra que los fallos de mercado son especialmente frecuentes y dañinos en este sector, debido a la manera en que la electricidad es producida y al papel estratégico que juega en las economías modernas. Se han producido colapsos de diversa índole y magnitud (el ejemplo más conocido es el de California en 2001), siendo en muchos casos la constante la falta de regulación y medios destinados, tanto a prevenir como a supervisar los posibles comportamientos anticompetitivos de los agentes del mercado.

Por tanto, si bien la necesidad de reforma planteada por el Libro Blanco parece acertada, se echa de menos un mayor empeño por destacar la necesidad de complementar el enfoque preventivo con un dispositivo expost de supervisión del mercado. La existencia de reglas y procedimientos claros destinados al seguimiento continuo y exhaustivo del comportamiento de los agentes en el mercado permitiría detectar con rapidez y eficacia

<sup>9</sup> La situación se agrava en el resto de mercados spot que conforman el pool, ya que concurre el mismo número de agentes pero con menos centrales con capacidad de respuesta en el corto plazo (hidráulicas, CCGTs y fuel, principalmente). Aunque el impacto sobre el precio final de estos mercados es mucho menor que en el mercado diario, contribuye sin duda al aumento del precio final.

<sup>10</sup> Como su propio nombre indica, las medidas propuestas contribuyen a mitigar el poder de mercado, no a eliminarlo totalmente, ya que ello supondría un grado de intervención por parte del regulador definitivamente inaceptable.

**Tabla 2: Concentraciones en sectores eléctricos europeos**

	Principal generador (por capacidad)	Principales 3 generadores (por capacidad)
<b>Austria</b>	45%	75%
<b>Alemania</b>	30%	70%
<b>Bélgica</b>	85%	95%
<b>Holanda</b>	25%	80%
<b>Francia</b>	85%	95%
<b>Grecia</b>	100%	100%
<b>Irlanda</b>	85%	90%
<b>Italia</b>	55%	75%
<b>Portugal</b>	65%	80%
<b>España</b>	40%	80%
<b>Reino Unido</b>	20%	40%
<b>Dinamarca</b>		
<b>Finlandia</b>	15%	40%
<b>Suecia</b>		
<b>Noruega</b>		

Fuente: EuropaWatch, Julio 2005. Servicio de Estudios

**Tabla 3: Cálculo de la potencia efectiva**

	LLANO	PUNTA
CCGT	MW instalados * coef. disponibilidad	
Carbón		
Nuclear		
Fuel Mixto	0	MW instalados* coef. disponibilidad
Hidráulica	MW históricos medios utilizados en llano	MW históricos medios utilizados en punta
Régimen Especial		

Fuente: Libro Blanco

posibles prácticas anticompetitivas. De igual forma, la aplicación de sanciones ejemplares a las empresas infractoras enviaría señales claras del compromiso oficial con el pleno desarrollo de la competencia en el sector.

Por tanto, se podría pensar en la conveniencia de dotar a la CNE de los medios necesarios para formar un equipo de profesionales dedicados en exclusiva a supervisar el funcionamiento del mercado eléctrico. En ese caso, la necesidad de aplicar ciertas medidas ex-ante, como los contratos regulados propuestos, podría perder urgencia.

En este sentido, la combinación de ventas virtuales de energía con contratos voluntarios a largo plazo (incentivados, por ejemplo, mediante la imposición a las empresas comercializadoras de contratación a plazo de parte de la energía suministrada con el fin de proteger al consumidor de los vaivenes del mercado) podrían ofrecer una solución factible para el problema actual del mercado eléctrico español.