



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME DE VALORACIÓN PRELIMINAR SOBRE LAS SUBASTAS DE EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA Y CESUR

14 de enero de 2008

INDICE

1	OBJETO.....	1
2	OBJETIVOS DE LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGIA Y DE LAS SUBASTAS CESUR.....	4
2.1	Emisiones Primarias de Energía.....	4
2.2	Subastas CESUR.....	6
3	EL MARCO TEORICO ECONOMICO DE REFERENCIA.....	7
3.1	El poder de mercado y las medidas para su mitigación en el sector eléctrico.....	7
3.2	El impacto de la contratación a plazo sobre el comportamiento estratégico de los operadores dominantes....	12
3.2.1	Modelo base: comportamiento estratégico de un agente dominante en el mercado mayorista.....	13
3.2.2	Extensión del modelo base: comportamiento Estratégico de un agente dominante y verticalmente Integrado.....	19
3.3	La contratación a plazo como instrumento para fomentar la entrada de nuevos competidores.....	21
3.4	Conclusiones sobre el impacto pro-competitivo de la contratación a plazo.....	22
4	EVIDENCIA EMPIRICA SOBRE LOS EFECTOS PRO-COMPETITIVOS DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD VIRTUAL.....	24
5	IMPLEMENTACION DE SUBASTAS DE EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGIA Y SUBASTAS CESUR EN ESPAÑA.....	31
5.1	Emisiones primarias de energía.....	31
5.2	Subastas CESUR.....	34
5.3	Resultados de las subastas realizadas hasta la fecha.....	35
6	CONSIDERACIONES PRELIMINARES SOBRE EL IMPACTO PRO-COMPETITIVO DE LAS SUBASTAS DE	

EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGIA.....	39
6.1 Duración.....	39
6.2 Cantidad y tipo de producto objeto de venta.....	42
6.3 Participantes de las subastas.....	48
6.4 Ventas virtuales “genéricas” versus “específicas”.....	51
7 CONSIDERACIONES PRELIMINARES SOBRE EL IMPACTO PRO-COMPETITIVO DE LAS SUBASTAS CESUR.....	54
8 OBSERVACIONES FINALES Y SUGERENCIAS DE CAMBIOS NORMATIVOS.....	58
9 ANEXO 1.....	65
9.1 Indicadores de costes y estructura de mercado durante el período 2005-2007.....	65
9.1.1 Evolución de los precios de los combustibles y de la hidráulicidad.....	65
9.1.2 Nueva entrada de potencia.....	68
9.1.3 Evolución de la relación entre potencia Instalada/prevista y demanda punta.....	70
9.1.4 Indicadores de concentración.....	72
9.1.5 Indicadores de “pivotalidad”.....	77
9.1.6 Conclusiones.....	80
9.2 Ejercicio de simulación: situación esperada en 2008 frente a 2005.....	81
9.2.1 Escenario de referencia (2005).....	81
9.2.2 Escenario alternativo (2008).....	83
9.2.3 Escenario alternativo II (2008).....	86
9.2.4 Conclusiones.....	88
10 ANEXO 2: EXTENSION DEL MODELO TEORICO DE COMPORTAMIENTO ESTRATEGICO DE LOS OPERADORES DOMINANTES PARA INCLUIR EL EFECTO DE LA INTEGRACION VERTICAL.....	90

1 OBJETO

El presente informe se realiza en respuesta al acuerdo adoptado por el Consejo de Administración de la CNE, en su sesión del día 19 de julio de 2007, para la apertura de un “*Expediente Interno al objeto de realizar propuestas normativas sobre las subastas de emisiones primarias de energía y CESUR*”. Ambas subastas fueron introducidas en la legislación para fomentar la contratación a plazo. No obstante, por su naturaleza, se trata de instrumentos con un potencial importante para mejorar las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, tanto de forma indirecta a través de una mejor gestión de los riesgos del mercado al contado, como de forma directa mediante su impacto sobre la conducta estratégica de los agentes. En este informe se realiza una primera valoración del impacto pro-competitivo directo de estas medidas, a la vista de las características de diseño de las subastas realizadas hasta la fecha, así como de los resultados de las mismas.

El alcance de esta valoración y las recomendaciones que se realicen sobre posibles modificaciones futuras se ven limitados por la realización reciente de las subastas. Es todavía pronto para establecer si, y en que medida, las empresas existentes están modificando de forma significativa sus estrategias de oferta en el mercado mayorista de contado en un sentido pro-competitivo o si se está incentivando una entrada importante de nuevos competidores en generación y/o comercialización. En todo caso, éstos son efectos de medio-largo plazo que requieren un periodo de seguimiento más largo para una valoración más profunda.

Por otra parte, debido a que se está planteando el mantenimiento de estos instrumentos durante varios años¹, parece adecuado realizar una primera valoración que permita una identificación temprana de posibles mejoras en su diseño para el fomento de la competencia.

¹ El programa vigente de emisiones primarias de energía prevé la realización de 5 subastas, 3 de las cuales ya se han realizado. Según este programa el último periodo de entrega se extiende hasta el 1 de abril de 2010. Por otra parte, la “*Propuesta de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1634/2006*” introduce (...). En lo que concierne a las subastas CESUR, la Orden ITC/400/2007 prevé de forma explícita la celebración de 3 subastas en el segundo semestre de 2007, aún cuando se entiende que el instrumento está diseñado con vocación de permanencia en el tiempo.

Con respecto al tipo de análisis que se presenta a continuación, cabe realizar dos advertencias. En primer lugar, el informe está enfocado a la valoración del impacto de las subastas sobre la competencia, en particular en el mercado mayorista eléctrico de contado y en la actividad de comercialización, y no aporta consideraciones sobre el funcionamiento de las subastas realizadas hasta la fecha. Entendemos que los informes de supervisión emitidos por la CNE sobre las mismas ya han aportado este tipo de análisis, concluyendo que éstas se han desarrollado de forma competitiva y en condiciones no-discriminatorias.

En segundo lugar, se señala que el impacto de cualquier medida que pretenda afectar a los precios de mercado es muy difícil de valorar de forma directa, debido a la imposibilidad de estimar el hipotético nivel de los precios en ausencia de dicha medida. Sólo disponiendo de muchas observaciones históricas que permitieran realizar un análisis econométrico detallado, se podría intentar establecer si determinadas variaciones de precio en el mercado spot pueden atribuirse a las medidas regulatorias introducidas. En todo caso este ejercicio sería complejo, puesto que son numerosos los factores que pueden afectar a los precios eléctricos, y muchos de ellos presentan una alta correlación.

Por tanto, la valoración que se presenta a continuación se basa en dos enfoques. Por un lado, se configura un marco económico de referencia teórico, orientado a aclarar en qué medida y con qué limitaciones unos instrumentos de contratación a plazo como las emisiones primarias de energía y las subastas CESUR pueden tener un impacto positivo sobre la competencia. A este fin se considera también la experiencia de otros países y de la Comisión Europea en la utilización de estos instrumentos para mitigar el aumento de poder de mercado resultante de operaciones de concentración o de situaciones de abuso de posición dominante.

Por otro lado, se completa esta valoración con unas simulaciones numéricas del mercado spot de la energía en España mediante el modelo ENERGEIA² con el objetivo de estudiar el impacto de distintos escenarios de subastas sobre el precio de mercado.

² ENERGEIA es un modelo de simulación del comportamiento estratégico de las empresas en el mercado diario de generación español, que permite realizar predicciones de los equilibrios de mercado (niveles de precio, producción, cuotas de las empresas, beneficios, etc.) correspondientes a determinados escenarios

El informe se estructura en los siguientes apartados:

- Descripción de los objetivos de las subastas, tal y como resultan de la legislación vigente
- Explicación teórica de cómo y bajo qué condiciones estos instrumentos pueden tener un impacto positivo sobre la competencia
- Evidencia empírica sobre los efectos pro-competitivos de las subastas en otros países
- Reglas e implementación de las subastas hasta la fecha en España
- Análisis preliminar del impacto pro-competitivo de las emisiones primarias
- Análisis preliminar del impacto pro-competitivo de las subastas CESUR
- Observaciones finales y sugerencias de cambios normativos
- Anexo 1: evolución reciente y prospectiva de indicadores estructurales de competencia en el mercado eléctrico español
- Anexo 2: extensión del modelo teórico de comportamiento estratégico de los operadores dominantes para incluir el efecto de la integración vertical
- Anexo 3: documento de discusión de DG COMP *“Antitrust remedies in the gas and electricity sectors. Discussion paper presented to the Energy Day 2007”*

En el resto del informe se utilizarán de forma indistinta las expresiones “emisiones primarias de energía”, “EPE” y “ventas/subastas/cesiones virtuales de capacidad”.

tecnológicos/estructurales (capacidades, costes, demanda, etc.) e institucionales (reglas de mercado, obligaciones contractuales, etc.). ENERGEIA emplea una representación “física” cercana al parque de generación eléctrico español, utilizando, entre otros elementos, curvas de costes discretas o por tramos. Asimismo, el tipo de competencia entre los agentes no responde a un supuesto exógeno del modelo, sino que refleja las reglas del juego existentes en el mercado diario gestionado por OMEL (mecanismo de subasta uniforme, con casación horaria). Esta herramienta ha sido desarrollada por un equipo de investigadores de la Universidad Carlos III, bajo el Convenio de Colaboración existente entre la CNE y esta Universidad. El modelo ENERGEIA simplifica muchos detalles del mercado mayorista real, sobre todo en lo que concierne a las características técnicas y a los efectos dinámicos más complejos de modelizar, como la amenaza de una intervención regulatoria en caso de ofertas demasiado elevadas, la decisión de utilización de la energía hidráulica modulable y del arranque de las centrales térmicas. Por esta razón los precios resultantes del modelo no pueden compararse directamente con los precios reales observados en el mercado mayorista. Por otra parte, el modelo replica de manera fidedigna las reglas de funcionamiento del mercado spot diario, siendo su principal función aquella de aportar intuiciones sobre los cambios en la conducta estratégica de las empresas como consecuencia de alteraciones en las variables de demanda, costes, estructura empresarial y regulación.

2 OBJETIVOS DE LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA Y DE LAS SUBASTAS CESUR

Tanto las emisiones primarias de energía, como las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso), son instrumentos establecidos por la legislación española con el objetivo explícito de fomentar la contratación a plazo de energía eléctrica. No obstante, ambos deben tener un impacto sobre las condiciones de competencia en el sector eléctrico.

2.1 Emisiones Primarias de Energía

Para las EPE, la Disposición Adicional Decimosexta³ de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en su nueva redacción dada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, dispone lo siguiente:

“El Gobierno podrá establecer por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo que se especifiquen en la emisión. Esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico. El Gobierno fijará reglamentariamente las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en esta emisión primaria de energía eléctrica, que deberá ser pública, transparente y no discriminatoria.”

De la referida disposición no cabe entender que el objetivo de la misma consista exclusivamente en el fomento de la contratación a plazo en el mercado de electricidad, puesto que este está estrechamente relacionado con dos objetivos de mayor calado. En primer lugar, la contratación a plazo no puede considerarse como un fin en sí mismo, sino como una herramienta de gestión del riesgo que es crítica para permitir la operación de los agentes de menor tamaño y sin una estructura verticalmente integrada, y, por tanto,

³ La Disposición Adicional Decimosexta fue añadida a la Ley del Sector Eléctrico por la Ley 36/2003, de 11 de noviembre.

contribuye en este sentido a facilitar la competencia. Además, con la misma medida se pretende afectar el comportamiento estratégico de estos agentes y producir una mejora de la estructura competitiva del mercado, lo cual se ve confirmado por el hecho de que la Disposición Adicional Decimosexta se refiere a los operadores dominantes. A este respecto cabe citar la Resolución de 19 de abril de 2007 que sí señala de forma explícita en su preámbulo la función pro-competitiva de las EPE: *“este mecanismo de emisión primaria de energía instrumentado a través de la venta de opciones de compra resulta equivalente, en la práctica, a una cesión virtual de potencia eléctrica a terceros que, aun no siendo titulares de la instalación, podrán disponer plenamente de la energía asociada para su venta en el mercado de producción. En consecuencia, la medida da lugar a un incremento significativo de la competencia en el mercado eléctrico al reducirse en la práctica la capacidad de generación de los operadores con mayor cuota de mercado y favorecerse la entrada de nuevos operadores aunque no dispongan de capacidad instalada.”* Con respecto a la Disposición Adicional Decimosexta⁴ de la Ley 54/1997, esta motivación añade una razón muy relevante a la hora de justificar la naturaleza obligatoria de las EPE para determinados operadores dominantes (ENDESA e IBERDROLA según el programa vigente).

En el sector gasista, una medida conceptualmente similar de cesión de energía virtual con finalidad pro-competitiva, también de carácter obligatorio, se implementó con éxito en 2001-2003, mediante la subasta del 25% del gas del contrato de Argelia de GAS NATURAL.

Asimismo, cabe recordar que ya en el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, de junio de 2005, se proponían, entre otras medidas, las subastas de capacidad virtual como mecanismo para la mitigación del poder de mercado, así como para la limitación del nivel de concentración empresarial tras procesos de fusión o adquisición de empresas.

⁴ La Disposición Adicional Decimosexta fue añadida a la Ley del Sector Eléctrico por la Ley 36/2003, de 11 de noviembre.

2.2 Subastas CESUR

Las subastas CESUR están contempladas por la *ORDEN ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.*

Tal y como recoge la citada Orden, el objetivo esencial de estas subastas parece ser el desarrollo de un mecanismo para la fijación automática de las futuras tarifas de último recurso: *“Con esta nueva modalidad de contratación, se facilita un mecanismo automático de determinación de las tarifas de último recurso, incorporando los precios de las subasta para contratos con compromiso firme de entrega y período de ejecución coincidente con el periodo de vigencia de las tarifas”*. El precio de los contratos adquiridos en estas subastas se utilizará en el futuro, en lugar del precio spot, para la determinación de las tarifas de último recurso, evitando de tal manera la aparición de un déficit tarifario por diferencia entre el precio esperado en el mercado spot y el precio al que realmente se intercambia la electricidad.

Al tratarse en sí mismo de un instrumento de contratación a plazo, es razonable esperar que las subastas CESUR tengan un impacto positivo sobre el desarrollo general de la contratación a plazo, y por tanto sobre la gestión del riesgo, pudiendo a su vez facilitar la dinámica competitiva en el sector. En este sentido, el preámbulo de la Orden ITC/400/2007 afirma que este instrumento, al trasladar parte del riesgo de la gestión de compras desde los distribuidores a los vendedores *“promueve la competencia en el mercado, elimina discriminaciones con los comercializadores de mercado libre, mejora la formación de los precios y facilita la confección de las tarifas reguladas”*.

Finalmente, se señala que estas subastas también pueden tener un efecto derivado adicional para la competencia en el mercado de contado, consistente en un cambio en el comportamiento estratégico de los operadores dominantes: en la medida en que estos participen como vendedores en las subastas CESUR, al quedar determinado con antelación el precio de una parte de la generación de los operadores dominantes, se reduciría su interés por la elevación del precio en el mercado de contado.

3 EL MARCO TEÓRICO ECONÓMICO DE REFERENCIA

En este apartado se configura un marco teórico económico de referencia, orientado a aclarar en qué medida y con qué limitaciones unos instrumentos de contratación a plazo como las EPE y las subastas CESUR pueden tener un impacto positivo sobre la competencia.

3.1 *El poder de mercado y las medidas para su mitigación en el sector eléctrico*

Desde una perspectiva económica el concepto de poder de mercado se define sencillamente como *“la capacidad de una empresa de modificar en beneficio propio el precio del mercado respecto al nivel que tendría en competencia”*.⁵

Sin embargo, la aplicación de esta definición al análisis de la competencia en los mercados reales se revela en general muy compleja, por tres razones fundamentales: (1) la identificación de las situaciones en las que la capacidad de alterar los precios realmente existe (la capacidad de alterar los precios podría ser limitada o nula si existen competidores, existentes o potenciales, capaces de ofrecer el mismo producto a costes comparables y si la demanda es muy elástica al precio); (2) la demostración de la rentabilidad de la estrategia de alteración de los precios desde el punto de vista de la empresa que la realiza; (3) el establecimiento de la referencia de precio competitivo respecto del cual se debe medir el poder de mercado (a este respecto una de las

⁵ “Market power is the ability to alter profitably prices away from competitive levels” (Stoft 2002, Newbery 2004). Esta definición se emplea también en el “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España” (Pérez Arriaga, J.I., 2005). La Comisión Europea, en su documento “Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas” de 2004, utiliza un concepto solo aparentemente más amplio que el anterior al definir “poder de mercado incrementado” como “la capacidad de una o varias empresas para, en función de sus intereses, aumentar los precios, reducir la producción, la gama o la calidad de los bienes y servicios, disminuir la innovación o influir por otros medios en los parámetros de la competencia”. En realidad, no hay contradicción entre las dos definiciones: las conductas enumeradas en la definición de la Comisión Europea son, desde un punto de vista económico, estrategias alternativas para, en última instancia, alterar los precios de mercado. La normativa europea emplea también el concepto legal de “market dominance”, que puede interpretarse como un nivel de poder de mercado significativo en línea con las definiciones anteriores.

cuestiones más críticas es si el *benchmark* competitivo debería reflejar el coste marginal de producción o su coste oportunidad).

Entrando en el ámbito del sector eléctrico, se debe mencionar que sus peculiaridades lo exponen a un funcionamiento especialmente vulnerable al poder de mercado. Tal y como señala el Libro Blanco *“las numerosas peculiaridades del activo subyacente – no almacenable en la mayoría de los casos-, la inelasticidad de la demanda, y la baja elasticidad de la generación –de capacidad de producción no sólo limitada sino además expuesta a elevados riesgos operacionales que conllevan periodos de escasez-, los elevados costes de las inversiones –muy intensivas en capital- y la red de transporte, hacen del análisis de los mercados eléctricos una tarea especialmente compleja.”*

El problema del poder de mercado ha llevado a los distintos Estados Miembros de la Unión Europea a adoptar medidas para fomentar la competencia, así como remedios en el contexto de operaciones de concentración y en casos de abusos de posición dominante. Tradicionalmente, los instrumentos utilizados para mitigar el poder de mercado pueden clasificarse en dos grandes grupos. Por una parte, cabe mencionar las medidas estructurales, de naturaleza irreversible, que afectan directamente a la estructura empresarial y consisten en general en ventas de activos o limitaciones al crecimiento de las empresas en cuestión, y por otra, las medidas regulatorias, de naturaleza reversible, que pretenden obtener efectos similares a las anteriores mediante la imposición de obligaciones contractuales, en forma de subasta o de negociaciones directas. A este grupo pertenecen, por ejemplo, los programas de cesión de energía, de gas y de electricidad, de acceso a determinadas infraestructuras y de contratación bilateral con clientes bajo condiciones reguladas (duración máxima del contrato, imposición de una cantidad mínima de contratos a corto plazo, atribución a los clientes de derechos unilaterales de terminación del contrato, etc.).

En el contexto de la normativa europea, el enfoque más reciente se dirige hacia la aplicación de medidas regulatorias que modifiquen la conducta de las empresas acusadas de comportamientos anticompetitivos tipificados en los artículos 81⁶ y 82⁷ del Tratado de

⁶ El artículo 81 del Tratado de la Unión Europea dispone que son incompatibles con el mercado común y quedan prohibidos todos los acuerdos entre empresas, las decisiones de asociaciones de empresas y las

la UE, limitando la aplicación de medidas estructurales a las situaciones en las que no sea posible aplicar medidas regulatorias, o si esta posibilidad existiera, su aplicación resultara más costosas para la empresa en cuestión que un remedio estructural. Así se expresa el artículo 7.1 del Reglamento (CE) N°1/2003 del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativo a la aplicación de las normas de competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado:

“Cuando la Comisión, de oficio o previa denuncia de parte, constate la existencia de una infracción de los artículos 81 u 82 del Tratado, podrá ordenar mediante decisión a las empresas y asociaciones de empresas involucradas que pongan fin a la infracción constatada. A tal efecto, podrá imponerles cualquier remedio estructural o de comportamiento que sea proporcionado y sea necesario para producir el cese efectivo de la misma. Los remedios estructurales sólo podrán imponerse en ausencia de otros remedios de comportamiento de eficacia equivalente o cuando, a pesar de existir remedios de comportamiento, éstos resulten más gravosos para la empresa en cuestión que el remedio estructural. ...”

En este escenario se está observando, en varios países europeos, una utilización creciente de obligaciones de contratación a plazo y subastas virtuales como medidas regulatorias que persiguen limitar el tamaño y poder de mercado de las empresas incumbentes y/o fomentar la entrada de nuevos agentes (en el apartado 4 de este informe se comentan las principales experiencias europeas de ventas virtuales de electricidad).

En cuanto a la contratación a plazo, se trata de una medida genérica, que puede instrumentarse de varias formas, tanto con características de entrega física, como financieras. En general, el contrato se realiza entre un agente comprador y un agente generador, titular de una cartera de centrales de generación y supuestamente con capacidad e incentivo para ejercer poder de mercado. El contrato se establece por un perfil de energía y un periodo de tiempo específicos, así como por un determinado precio

prácticas concertadas que puedan afectar al comercio entre los Estados miembros y que tengan por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia dentro del mercado común.

⁷ El artículo 82 del Tratado de la Unión Europea dispone que la explotación abusiva, por parte de una o más empresas, de una posición dominante en el mercado común o en una parte sustancial del mismo, es incompatible con el mercado común y está prohibida, en la medida en que pueda afectar al comercio entre los Estados miembros.

en €/MWh. La autoridad responsable fija estas tres magnitudes, ya sea directamente o estableciendo el procedimiento para su determinación (por ejemplo una subasta). La existencia de este contrato conlleva, en principio, a que el titular de la capacidad de generación reduzca su incentivo a emprender conductas estratégicas en el mercado spot, puesto que una parte de su producción se vendería al precio fijado en el contrato a plazo (en el apartado 3.2 se explica este resultado y sus limitaciones en detalle, con la ayuda de un modelo teórico sencillo). Existe una amplia literatura económica, a partir de las publicaciones pioneras del profesor David Newbery, que sugiere la posible influencia positiva de estos contratos sobre la competencia en los mercados eléctricos⁸.

Mediante una cesión virtual de capacidad se obliga a una determinada empresa (normalmente con una posición dominante en el mercado analizado) a ceder “de forma virtual” parte de su generación durante un periodo de entrega pre-establecido. Este instrumento es en realidad una tipología de contratación a plazo: por medio de contratos específicos, que pueden estar o no relacionados con determinadas centrales de generación, y pueden negociarse de forma directa o asignarse mediante subastas, se simula una venta real de capacidad sin que ésta requiera una transmisión legal de la propiedad de los activos.

La simulación de una enajenación de activos de generación se puede conseguir en principio mediante el diseño de una opción de compra del derecho de acceso a determinada capacidad de generación, donde el precio de ejercicio refleja el coste variable de la misma y la prima refleja el coste fijo, es decir el precio por el acceso a la capacidad durante el periodo de entrega⁹. En este sentido la venta virtual de capacidad se diferencia de un contrato a plazo por su carácter opcional. El titular de la opción, durante el periodo de entrega, puede decidir si ejercerla o no, dependiendo del precio spot esperado: si este es superior al precio de ejercicio el titular tendrá un claro incentivo

⁸ Para el mercado eléctrico véanse, por ejemplo, los siguientes artículos: Newbery, D. (1998) “*Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market*”, RAND Journal of Economics, 29; Wolak F.A. (2000) “*An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behaviour in a Competitive Electricity Market*”, International Economic Journal, 14 (2). Para el estudio teórico seminal, de carácter general sobre el impacto pro-competitivo de la contratación a plazo, véase Allaz, B. y Vila J. (1993) “*Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency*”, Journal of Economic Theory, 53 (1) Febrero.

⁹ Normalmente el precio de ejercicio es establecido por el regulador, o por lo menos sujeto a su aprobación, mientras la prima de la opción se determina mediante un concurso o subasta entre los potenciales interesados a adquirir el producto.

económico a ejercer la opción y por tanto ofertará la capacidad (o la energía correspondiente) en el mercado. Por otra parte, si el precio de ejercicio se fija de antemano a un nivel suficientemente bajo con respecto al precio spot esperado, es previsible que la opción se ejerza de forma continuada durante todo el periodo de entrega. En este caso el producto sería *de facto* equivalente a un contrato a plazo.

Las ventas virtuales de capacidad son medidas menos drásticas que la venta de activos, dado que las instalaciones físicas no cambian de propietario, y porque son temporales y por tanto reversibles, de forma que, al término del horizonte del contrato de venta, la gestión de la energía contratada puede revertir a su propietario original.

Desde el punto de vista de la competencia, este instrumento puede, idealmente, diseñarse para obtener los siguientes efectos:

1. Mitigación del incentivo a ejercer poder de mercado por parte de los operadores con posiciones de dominio en el mercado mayorista eléctrico al contado.
2. Impulso a la entrada de nuevos competidores en el mercado mayorista y/o refuerzo de la posición competitiva de los generadores de pequeño tamaño.
3. Facilitación del desarrollo de empresas con actividad de comercialización, fomentando así la competencia en el mercado minorista para asegurar que las reducciones de precio esperadas en el mercado mayorista, como consecuencia de los efectos 1 y 2, se traduzcan en menores precios para el consumidor final.

Para completar el cuadro de las medidas regulatorias de mitigación del poder de mercado, cabe mencionar, como elemento indispensable en mercados complejos como el eléctrico, la realización de una supervisión detallada y continua por parte del regulador sobre la conducta de las empresas. Dicha supervisión estaría orientada a detectar posibles abusos y debería servir *ex ante* para mantener una amenaza creíble de intervención con finalidad disuasoria sobre el ejercicio del poder de mercado. Por último, debe citarse, entre las actuaciones de más amplio calado, la posibilidad de realizar cambios en el diseño del

funcionamiento de mercado con el objetivo de promover la competencia y/o eliminar determinadas reglas que puedan favorecer conductas estratégicas anti-competitivas.¹⁰

3.2 El impacto de la contratación a plazo sobre el comportamiento estratégico de los operadores dominantes

Uno de los principales mecanismos mediante los cuales la contratación a plazo puede, en principio, contribuir a mitigar el poder de mercado, consiste en inducir un cambio en el comportamiento estratégico de los agentes que operan en el mercado al contado¹¹. Este cambio, y la posibilidad de que realmente se produzca, se puede explicar comparando, en un modelo sencillo, el comportamiento estratégico de un agente con poder de mercado en dos escenarios: un mercado spot sin contratos y un mercado spot con contratos. Esta comparación se realiza, en primer lugar, con referencia solo al mercado mayorista, en línea con la literatura económica existente.¹²

Sucesivamente, se indica una posible extensión de este modelo, ilustrada de forma más detallada en el Anexo 2, a un contexto donde el agente dominante está verticalmente integrado en el mercado minorista y ostenta capacidad de fijar precios también en este último.

¹⁰ En 2001-2002 se realizó en Gran Bretaña una reforma radical del diseño del mercado eléctrico mayorista, que pasó de un sistema de subasta uniforme a uno de subasta discriminatoria (*pay as bid*). El regulador inglés, OFGEM, atribuyó parte de la reducción de los precios observada después de la introducción de la reforma a la misma.

¹¹ Se hace implícitamente referencia al mercado diario de generación eléctrica en España, que funciona según un mecanismo de subasta uniforme, por el cual el precio de mercado, que se determina sobre la base de la puja de la oferta marginal aceptada para igualar la demanda, se aplica a todas las unidades de generación inframarginales.

¹² Para más detalle véase Amaya, F., Vázquez, C. y García J. (2007): “¿Cambiará el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico tras la implantación del MIBEL?”, en *Anales de mecánica y electricidad*, mayo-junio, páginas 44-50.

3.2.1 Modelo base: comportamiento estratégico de un agente dominante en el mercado mayorista

En el escenario hipotético donde no existen contratos a plazo, un agente con capacidad para afectar el precio de mercado¹³, al decidir sobre la cantidad a ofertar¹⁴ para cada hora del día siguiente, tendrá en cuenta las ganancias y las pérdidas que ésta implica:

- El beneficio adicional que va a obtener en el mercado por vender un megavatio adicional, es decir, la diferencia entre el precio marginal p y los costes variables de operación cv . Este beneficio adicional unitario se calcula como $(p-cv)$.
- La disminución de los ingresos debido al descenso en el precio Δp que se produce al vender ese megavatio adicional. Siendo q el total de la potencia vendida por la empresa en esa hora, este término se expresa como $q \cdot \Delta p$.

En el Gráfico 1 se representan el coste de producción del generador considerado, que aumenta a medida que ofrece más potencia en el mercado, y la demanda residual, que indica cómo varía el precio del mercado en función de la cantidad vendida, teniendo en cuenta además las ofertas presentadas por los otros generadores¹⁵. Cuando el agente decide ofertar un megavatio adicional, pasando del punto B al A, el área sombreada en verde representaría el valor del beneficio extra obtenido y el área sombreada en amarillo la disminución de los ingresos. Siempre que el primer término sea superior al segundo, será rentable producir el megavatio adicional; en caso contrario será preferible no generar y mantener los precios más altos.

Este ejemplo indica que el comportamiento estratégico de retirada de capacidad (y por tanto elevación de precios) tenderá a ser más rentable cuanto mayor sea la cantidad de

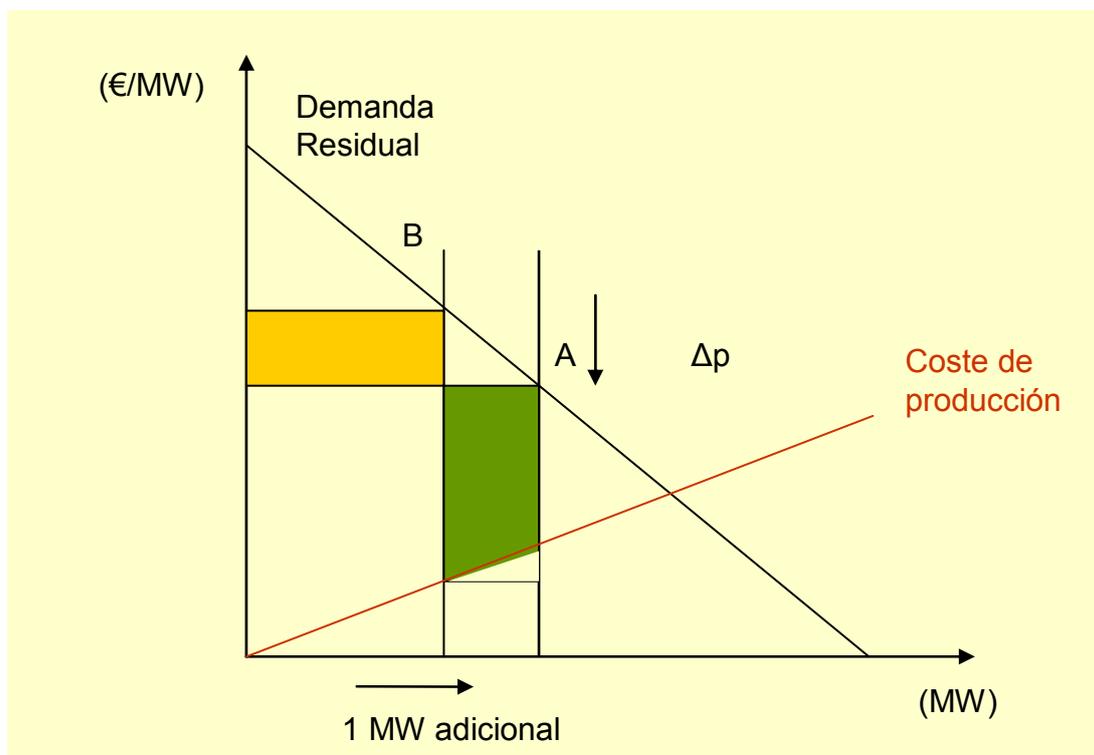
¹³ Se hace referencia a un agente titular de unidades de producción marginales, cuya oferta determina el nivel del precio de mercado. Los otros agentes son precios aceptantes.

¹⁴ En aras a la simplicidad, se asume en este ejemplo que la variable estratégica que las empresas emplean para afectar al precio es la cantidad ofertada. En todo caso, el ejemplo podría extenderse a casos más complejos en los que las variables estratégicas fueran precios, funciones de oferta, etc.

¹⁵ En la práctica las empresas no conocen con certidumbre la demanda residual, sino que trabajan con estimaciones de la misma basadas en modelos estadísticos y/o de simulación del comportamiento estratégico de los competidores.

generación inframarginal que una empresa posee. Esto es así porque para una empresa de gran tamaño y costes variables bajos la pérdida de ingresos de las unidades no ofertadas tiende a ser más que compensada por el mayor precio que esta empresa obtendrá sobre las unidades inframarginales (que a su vez será tanto más alto cuanto mayor sea el diferencial de coste entre la tecnología marginal y las tecnologías inframarginales, representado por la pendiente de la curva de coste en el Gráfico 1).

Gráfico 1 Incentivo a la retirada estratégica de capacidad en un mercado spot sin contratos a plazo



Fuente: Amaya, F., Vázquez, C. y García J. (2007): “¿Cambiará el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico tras la implantación del MIBEL?”, en *Anales de mecánica y electricidad*, mayo-junio, páginas 44-50.

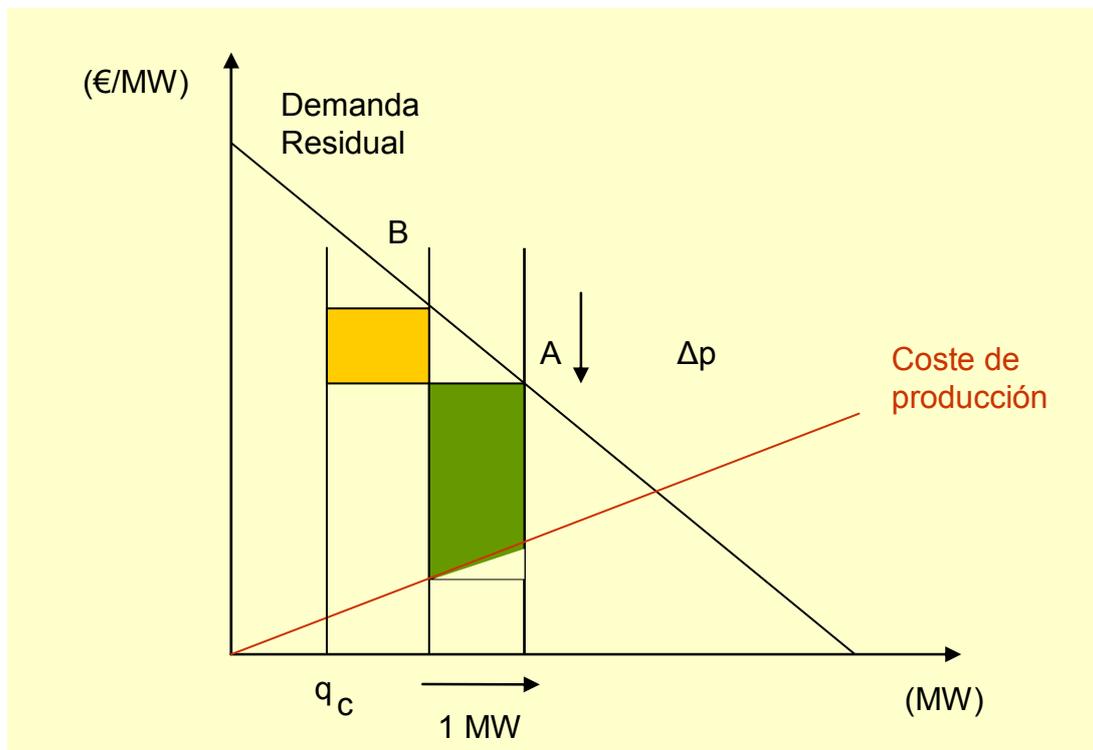
Introduciendo los contratos a plazo en este escenario, se puede comprobar que éstos mitigan el incentivo a la retirada estratégica de capacidad. Con respecto a la situación anterior, se considera que el agente con poder de mercado tiene suscrito un contrato de largo plazo por una cantidad q_c de su energía. De nuevo, en la decisión de ofertar un megavatio adicional se deben tener en cuenta el beneficio y la pérdida esperados:

- El beneficio adicional unitario será igual al del caso anterior: $(p-cv)$.

- La disminución de ingresos, es decir el impacto sobre la generación inframarginal de la reducción del precio, deberá reflejar que el precio que percibe la generación contratada a plazo es fijo y que sólo la parte no cubierta por el contrato se verá afectada por la bajada de precio: $(q - q_c) \cdot \Delta p$, cantidad que es inferior a $q \cdot \Delta p$

Por tanto, en este caso, que se ilustra en el gráfico siguiente, es más fácil, con respecto al caso sin contratos, que se den situaciones en las cuales el beneficio de aumentar la cantidad ofertada supere la pérdida esperada. Esto sucede porque la existencia de los contratos reduce la cantidad de generación inframarginal que se ve afectada por variaciones del precio en el mercado spot, y, por tanto, hace menos rentable la retirada estratégica de capacidad. En este sentido se puede afirmar que los contratos mitigan en principio el incentivo a ejercer poder de mercado por parte de las empresas que tienen esta capacidad.

Gráfico 2 Incentivo a la retirada estratégica de capacidad en un mercado spot con contratos a plazo



Fuente: Amaya, F., Vázquez, C. y García J. (2007): “¿Cambiará el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico tras la implantación del MIBEL?”, en *Anales de mecánica y electricidad*, mayo-junio, páginas 44-50.

Esta conclusión se ha alcanzado en modelos teóricos de complejidad muy superior al ejemplo aquí considerado¹⁶. A este respecto, Fabra (2007)¹⁷ indica que *“la literatura económica que analiza el efecto de los contratos [bilaterales o a plazo] sobre el comportamiento de la oferta llega, en su mayor parte, a la conclusión de que éstos reducen el incentivo de las empresas a aumentar sus precios de oferta. La lógica en la que se sustenta dicho resultado es la siguiente. Cuando una empresa eleva su precio de oferta, se enfrenta al siguiente trade-off: por una parte, el mayor precio de oferta reducirá su producción y así los beneficios obtenidos a través de las unidades marginales; pero, por otra parte, también implicará una mayor remuneración para todas las unidades inframarginales. La cobertura financiera de la empresa reduce la magnitud del segundo efecto, porque la producción cubierta a través de contratos financieros no se beneficia del aumento del precio. Por tanto, la solución al trade-off genera menores precios a medida que aumenta la cobertura contractual de las empresas”*.

En la misma línea se expresan Agosti, Padilla y Requejo (2007)¹⁸: *“La contratación a plazo no sólo contribuye a dotar de estabilidad al mercado sino que también puede tener efectos pro-competitivos en el mercado diario. Cuando los operadores del mercado de generación tienen parte de su capacidad comprometida en el mercado a plazo, las estrategias de retirada de capacidad son menos rentables. El incremento de precios que produce la retirada de capacidad se aplica sobre un menor volumen de capacidad inframarginal y, por lo tanto, son menores los beneficios con los que compensar la reducción de ingresos derivada de la retirada de capacidad”*.

Sin embargo, cabe observar que el supuesto crítico sobre el cual se funda la literatura anteriormente mencionada para obtener los efectos pro-competitivos de los contratos a plazo es la ausencia de una relación dinámica entre la decisión estratégica de oferta en el

¹⁶ Veáanse, por ejemplo, los trabajos de Newbery (1998) “Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market”, Wolak (2000) “An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behaviour in a Competitive Electricity Market” y Bushnell (2006) “Oligopoly Equilibria in Electricity Contract Markets”. El propio algoritmo matemático de ENERGEIA, el modelo de simulación empleado en otras partes de este informe, está basado en el modelo teórico “Forward Contracts and Competition in Multi-Unit Auctions” de Natalia Fabra y María-Ángeles de Frutos (2007) que predice un efecto pro-competitivo de los contratos a plazo bajo determinadas circunstancias.

¹⁷ Fabra, N. (2007) “El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la Ley del Sector Eléctrico”, Capítulo 10 en “Energía: del Monopolio al Mercado”, editado por la CNE.

¹⁸ Agosti, L., A..J. Padilla y A. Requejo (2007) “El “mercado” de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados”, en Revista de Economía Industrial nº 364.

mercado spot y la fijación del precio del contrato a plazo. Esto implica que los ingresos de la venta a plazo se consideran como ingresos hundidos por parte de los agentes dominantes y que su estrategia de oferta en el mercado spot tan solo responde al objetivo de maximizar el beneficio que se deriva de la producción ofertada en este mercado. Este supuesto puede considerarse razonable en presencia de una única subasta virtual de energía de adjudicación de los contratos o de un número limitado de subastas muy alejadas en el tiempo¹⁹.

Por otra parte, si los contratos a plazo se adjudican mediante subastas repetidas con periodo de entrega relativamente corto (inferior a 1 año), frecuencia elevada (sin fecha final conocida del programa de subastas), y, además, existe un mercado spot suficientemente líquido, que sirve de referencia para la determinación de los precios en el mercado a plazo, el efecto pro-competitivo anteriormente ilustrado puede no cumplirse. En este contexto, el agente con poder de mercado que se ha considerado en el ejemplo anterior, y que tiene una parte de su generación contratada, tendrá en cuenta en su decisión de oferta no solo el impacto de la retirada de oferta sobre el precio de la generación que se vende en el mercado spot, sino el hecho de que este precio servirá de referencia para fijar el precio de sus contratos futuros. En este caso la decisión del agente dependerá de la comparación de tres términos:

- El beneficio de generar una unidad adicional, iguales a los casos anteriores: $(p - cv)$.
- La reducción de ingresos sobre la generación inframarginal: $(q - qc) * \Delta p$, igual al caso anterior con contratos.

¹⁹ Por ejemplo, Bushnell (2006) analiza el impacto de un contrato a plazo en un primer periodo (one round forward contracting) sobre la fijación del precio spot en el siguiente periodo, en un modelo donde los agentes compiten en cantidades (competencia a la Cournot). En este contexto el compromiso (público) de producir una mayor cantidad en el futuro mediante el contrato a plazo induce un efecto positivo sobre la competencia, equivalente a una mayor elasticidad de la demanda. Este resultado depende de forma crucial de la dinámica del modelo: la contratación a plazo se realiza en una primera etapa y se toma como un hecho dado en la segunda etapa de competencia en el mercado spot. Por tanto, las estrategias de las empresas en este mercado están orientadas a maximizar los beneficios en el mismo, sin tener en cuenta el impacto sobre el precio de los contratos en un sucesivo periodo.

- El impacto sobre los contratos futuros de la disminución del precio, que se puede valorar como $q_c * \Delta p_c$, siendo Δp_c el valor de la reducción en el precio del contrato que se produce al aumentar la producción en el mercado spot.

El tercer término, que pretende reflejar el efecto dinámico de una reducción esperada de los ingresos asociados a la venta del contrato a plazo, contribuye a hacer menos rentable la decisión de producir una unidad adicional y por tanto tiende a limitar el impacto competitivo de la contratación a plazo. En un caso extremo, aceptando la hipótesis de que, por la relación de arbitraje que existe entre el precio del mercado spot y el precio de los contratos, una bajada del precio spot supone una bajada equivalente del precio del contrato bilateral ($\Delta p_c = \Delta p$), podría obtenerse el mismo resultado que en el caso de comportamiento estratégico en un mundo sin contratos: $(q - q_c) * \Delta p + q_c * \Delta p = q * \Delta p$.

En otras palabras, si los generadores con poder de mercado pueden anticipar que los precios spot esperados sirven como referencia para la determinación del precio de los contratos futuros, la estrategia de elevar los precios spot no solo responderá al objetivo de maximizar sus beneficios en este mercado, sino que también estará orientada a aumentar los precios de venta de los contratos a plazo. Al considerar este efecto dinámico, la capacidad de los contratos para reducir el poder de mercado puede ser menor o incluso nula, dependiendo de cómo se transmita la variación del precio spot al precio contractual.

El citado Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, de junio de 2005, mostraba un escepticismo similar sobre el impacto pro-competitivo de los contratos a plazo en determinadas circunstancias: “... *el argumento anterior tiene un punto débil, y es que se ha supuesto que el precio del contrato de venta de la cantidad q_1 no depende del precio de mercado de la energía. Cuando el contrato de q_1 termine, si la empresa E quiere contratar q_1 de nuevo, el precio de referencia del contrato será presumiblemente el precio esperado de la energía en el mercado durante el nuevo periodo, cuyo estimador más fiable será posiblemente el precio de la energía durante el anterior periodo T . Por tanto, la empresa E tiene un incentivo adicional para manipular al alza el precio del mercado, y es el poder contratar q_1 más tarde a un precio superior. Este nuevo argumento debe hacernos ver que los contratos voluntarios que la empresa E negocia libremente con otros agentes del mercado - al menos los contratos*

por un plazo T que no sea suficientemente largo – realmente no reducen su incentivo a ejercer su poder de dominio en el mercado”.

Las situaciones en las que los contratos a plazo se adjudican mediante subastas frecuentes, repetidas infinitamente en el tiempo, pueden tener resultados pro-competitivos limitados o incluso inducir precios más elevados que en ausencia de contratos²⁰. Schultz (2005)²¹, empleando el marco teórico de un juego repetido, muestra que los propietarios de los activos de generación subastados tienden a pujar siempre precios elevados, superiores a los que maximizan sus beneficios en el mercado spot, para ganarse una reputación frente a los pujadores en las subastas y mantener elevadas de esta forma las primas que se determinan en las subastas. Los pujadores están dispuestos a pagar mayores primas en la medida en que esperan poder contar con precios altos de la energía en el futuro que permitan rentabilizar el producto adquirido. Tras la realización de cada subasta, al propietario de los activos podría interesarle fijar precios menores, pero esta decisión sería “castigada” por los pujadores en la siguiente ronda de subastas con una menor prima.

En conclusión, la literatura económica existente parece indicar que los contratos a plazo pueden tener un efecto mitigador del poder de mercado dependiendo de sus características de diseño, en particular de las que puedan implicar una vinculación reducida entre el precio del mercado spot y el precio de los contratos.

3.2.2 Extensión del modelo base: comportamiento estratégico de un agente dominante y verticalmente integrado

El modelo anterior se centra exclusivamente en el mercado mayorista, sin considerar que, en industrias eléctricas como la española, donde existe un elevado grado de integración vertical entre generación y comercialización a clientes finales, la conducta estratégica de

²⁰ Liski M. y J.P.Montero (2006) “*Forward Trading and Collusion in Oligopoly*”, Journal of Economic Theory 131, demuestran que, en un contexto dinámico, la existencia de contratos a plazo puede contribuir a facilitar la colusión entre los agentes y por tanto a aumentar los precios de mercado.

²¹ Schultz C. (2005) “*Virtual Capacity and Competition*”, Centre for Industrial Economics, University of Copenhagen.

los agentes dominantes en el mercado mayorista puede verse también afectada por su posicionamiento en el mercado minorista.

Con el fin de ilustrar de forma intuitiva este efecto, así como sus implicaciones para valorar el impacto de la contratación a plazo, en el anexo 2 de este informe se presenta una extensión sencilla del modelo base.

La extensión proporciona algunas intuiciones relevantes sobre el comportamiento estratégico de los agentes, que, en el caso de empresas eléctricas caracterizadas por integración vertical y determinadas condiciones de competencia imperfecta en los segmentos mayoristas y minoristas, pueden tender a mostrar un incentivo a mantener una posición equilibrada y a “proteger” al máximo su cuota de mercado minorista. Esta conducta tiende a inmunizar a las empresas del riesgo de variaciones en el mercado spot, y, por tanto, también de cualquier medida, como los contratos a plazo, que pretenda afectar a dicho precio. Además, puede contribuir a configurar situaciones de equilibrio focales que son anticipadas por los principales agentes dominantes en el mercado.

El empleo de los contratos de energía mayorista a plazo como instrumento de mitigación del poder de mercado podría no ser de mucha utilidad en industrias eléctricas donde los agentes dominantes ostentan una posición verticalmente integrada. Estos agentes pueden seguir teniendo un incentivo a subir precios en el segmento mayorista, aún cuando tengan una posición equilibrada o compradora neta, si ostentan además poder de mercado en el segmento minorista. Por otra parte, en este caso el incentivo derivaría de su capacidad de mantener precios finales altos, así como de su interés en protegerse de la entrada de nuevos comercializadores. Frente a este tipo de incentivo a ejercer poder de mercado la contratación a plazo mayorista podría no ser, en general, la solución más adecuada, a menos que pueda tener un impacto directo sobre la entrada de nuevos competidores en el mercado minorista.

3.3 La contratación a plazo como instrumento para fomentar la entrada de nuevos competidores

A la luz de las limitaciones anteriormente descritas, cabe observar que, si se pretende que la contratación a plazo tenga un impacto pro-competitivo, su diseño debería basarse en una combinación de mecanismos que no dependan exclusivamente o en gran parte de una alteración del comportamiento estratégico de los operadores dominantes.

A este fin el diseño de las subastas de contratos a plazo debe orientarse también a incentivar y/o reforzar la entrada estable y sostenible de nuevos competidores en mercados donde existen barreras a la entrada relacionadas con las características estructurales del producto (por ejemplo, el tiempo de construcción de una central de generación y la escasez de emplazamientos disponibles) y del mercado (por ejemplo, la integración vertical de los operadores establecidos).

Como mecanismo para incentivar nuevas entradas en el mercado y/o reforzar la posición de los generadores/comercializadores más pequeños, la contratación a plazo, en particular en su formato de ventas virtuales de energía, puede diseñarse con el objetivo de proporcionar un acceso “puente” a determinada energía o potencia eléctrica ya instalada, que requeriría de otra manera varios años para su establecimiento, o el acceso a tecnologías no fácilmente reproducible como la hidráulica regulable.

En este sentido, el programa tendría una naturaleza transitoria, utilizándose por los nuevos entrantes la potencia o energía adquirida para realizar ofertas en el mercado o firmar contratos de suministro, aún sin ser titular de la capacidad física de generación. Por otra parte, la duración del programa debería ser suficientemente larga para permitir a los adjudicatarios el desarrollo de sus propias centrales de generación, y/o ayudando a su vez el establecimiento de una posición en el mercado minorista. En caso contrario, cuando se terminara el programa podría volver a presentarse el problema de competencia que existía antes de su implementación.

Asimismo, un programa de duración suficientemente larga, realizado mediante una única subasta, evitando su repetición frecuente en el tiempo, podría ayudar también a reducir el

problema del posible incentivo de los agentes con posición de dominio a afectar los precios spot futuros. Al no existir subastas adicionales, se eliminaría la conexión anteriormente referida entre estos precios y los precios de los contratos a plazo.²²

Además de la duración, otras características deberían ajustarse en función del objetivo de atraer nuevos competidores estables, incluyendo la cantidad, el tipo de producto en cuanto al perfil de retirada de la energía, el precio de ejercicio del contrato, etc. (estas características de diseño se discuten con mayor detalle en el apartado 6).

Por último, cabría considerar que, a pesar de su diseño, unos contratos a plazo orientados a incentivar el establecimiento de nuevos entrantes, podrían también atraer a operadores sin voluntad de permanencia en el mercado, con el único objetivo de realizar operaciones de arbitraje. A este respecto podría considerarse la opción de establecer unos requisitos de pre-calificación, que impliquen ciertos compromisos de desarrollo de los negocios de generación y/o comercialización por parte de los agentes que quieren participar en los programase de ventas virtuales de energía (como se describe en el apartado 6, unos requisitos similares se aplicaron para el programa de cesión del gas de Argelia realizado en España en el periodo 2001-2003)²³. En todo caso, una subasta con estos requisitos debería introducirse en el contexto español tan sólo después de la resolución del actual problema tarifario, cuando la actividad de comercialización fuera suficientemente atractiva.

3.4 Conclusiones sobre el impacto pro-competitivo de la contratación a plazo

La legislación europea actual²⁴ tiende a favorecer las medidas regulatorias, frente a las estructurales para resolver problemas de competencia. En los mercados energéticos los instrumentos de contratación a plazo, y en particular las ventas virtuales de energía, se encuentran entre las principales medidas regulatorias empleadas en la mayor parte de los países europeos.

²² Este argumento se encuentra también en el documento de la DG COMP incluido en el anexo 3 “*Antitrust remedies in the gas and electricity sectors. Discussion paper presented to the Energy Day 2007*”.

²³ Esta posibilidad se contempla explícitamente en el citado informe de DG COMP

²⁴ El referido Reglamento (CE) N°1/2003 del Consejo, de 16 de diciembre de 2002.

Sin embargo, tal y como se desprende de la literatura económica existente, la eficacia de estas medidas para mejorar la competencia en los mercados eléctricos reside fundamentalmente en sus características de diseño, y en particular en la duración, el perfil temporal, la cantidad subastada y la tipología de los participantes. De estas características, que se analizarán con más detalle en el apartado 6, en referencia a las subastas realizadas hasta la fecha en España, depende la posibilidad de mitigar el incentivo a ejercer poder de mercado por parte de los operadores dominantes y de facilitar la entrada de nuevos generadores/comercializadores y/o reforzar la posición de los operadores de pequeño tamaño.

4 EVIDENCIA EMPIRICA SOBRE LOS EFECTOS PRO-COMPETITIVOS DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD VIRTUAL

Desde los comienzos de la liberalización hasta la actualidad se ha realizado en Europa un número creciente de programas de cesiones de energía como medida para estimular el desarrollo de la competencia y/o para mitigar el ejercicio de poder de mercado creado por una concentración empresarial o por un abuso de posición dominante. La experiencia más antigua, los programas de cesión de gas, ha sido generalmente buena: en muchos casos, incluyendo las experiencias pioneras de Inglaterra y España, estos programas han permitido el acceso al gas por nuevos competidores en mercados previamente dominados en exclusiva por los operadores incumbentes.

Por otra parte, las cesiones de potencia eléctrica, mediante las ventas virtuales de energía son medidas más recientes, cuyo impacto sobre la competencia está siendo en muchos casos cuestionado. Estos programas se han establecido hasta la fecha, además de en España, en los siguientes países europeos: Francia, Bélgica, Dinamarca, Italia, Finlandia, Holanda, Irlanda, Portugal y la República Checa. La aplicación se ha llevado a cabo por decisiones regulatorias o como consecuencia de condiciones impuestas como parte de una decisión de las autoridades de competencia. Asimismo, recientemente, en Alemania, las empresas EON y RWE han realizado subastas virtuales de capacidad de forma voluntaria.

En este informe no se aporta una descripción exhaustiva de las referidas subastas, que han sido en gran parte descritas en detalle en el Informe de la DMDE sobre experiencias internacionales de las subastas de capacidad virtual²⁵, sino que se destacan en la siguiente tabla sus aspectos más relevantes desde una perspectiva de competencia.

²⁵ DMDE, Informe sobre experiencias internacionales de las subastas de capacidad virtual, 9 de marzo de 2007.

Cuadro 1 Aspectos más relevantes de las ventas virtuales de energía en Europa desde una perspectiva de competencia

País/empresa	Razón para introducir VVP	Tipo de VPP/cantidad	Precio de ejercicio	Vencimiento	Participantes*
Francia EDF 2001-2007	Condición impuesta por la Comisión Europea para permitir concentración EDF-ENBW	Subasta de opción de compra Total: 5400 MW Producto base: 4.400 MW Producto punta: 1.000 Inicialmente también existía PPA (sustituido luego por producto base)	Precio fijo Producto base: precio igual al coste variable central nuclear Producto punta: precio igual al coste variable central de punta	3 meses 6 meses 1 año 2 años 3 años 4 años (desde marzo de 2006)	Abierta a todo tipo de agentes 34 participantes 17 ganadores Límite del 45% sobre puja en cada ronda
Bélgica ELECTRABEL 2003-2008	Medida impuesta por la autoridad nacional de la competencia en consecuencia de la designación de ELECTRABEL como suministrador de último recurso de determinados clientes	Subasta de opción de compra Total: 1200 MW Producto base: 800 MW Producto punta: 400 MW	Precio fijo Producto base: precio igual al coste variable central de base Producto punta: precio igual al coste variable central de punta	3 meses 6 meses 1 año 2 años 3 años	Abierta a todo tipo de agentes 15 participantes 8 ganadores Límite del 40% sobre puja en cada ronda

País/empresa	Razón para introducir VVP	Tipo de VPP/cantidad	Precio de ejercicio	Vencimiento	Participantes
Dinamarca ELSAM 2006-2008	Condición impuesta por la autoridad nacional de la competencia para permitir concentración ELSAM-NESA	Subasta de opción de compra Total: 1350 MW 250 MW en 2006 500 MW en 2007 600 MW en 2008	Precio fijo Igual al coste variable de la central de carbón más eficiente de Elsam en el área DK1	3 meses 1 año 3 años (en febrero 2007 solo se subastó producto de 3 meses)	Abierta a todo tipo de agentes 5 participantes 8 ganadores Límite del 50% sobre puja en cada ronda
Italia ENEL 2007-2008	Condición impuesta por la autoridad nacional de la competencia en caso de abuso de posición dominante de ENEL en el área Sur del mercado mayorista italiano	Asignación pro-rata de contrato por diferencias Total: 1700 MW 1000 MW en 2007 divididos en: producto base producto punta producto valle 700 MW en 2008 Cantidad fijada para igualar demanda residual de ENEL	Precio fijo, establecido sobre la base del precio mayorista utilizado como precio de transferencia interno al grupo ENEL	1 año para los tres tipo de productos	Abierta a todo tipo de agentes 22, 20,13 oferentes 13, 13,11 ganadores Límite del 20% para cada comprador
Holanda NUON 2004	Condición impuesta por la autoridad de competencia nacional para permitir concentración NUON-RELIANT	Subasta de opción de compra Total: 200 MW	Precio de ejercicio indexado a precios de combustibles (gas y carbón), fórmula no fue publicada	1 año	Abierta a todo tipo de agentes 29 oferentes 7 ganadores

País/empresa	Razón para introducir VVP	Tipo de VPP/cantidad	Precio de ejercicio	Vencimiento	Participantes
Finlandia FORTUM 2006-2011	Condición impuesta por la autoridad de competencia nacional para permitir concentración EON-FORTUM	Contrato de largo plazo	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda SYNERGEN 2002	Condición impuesta por la Comisión Europea para permitir control conjunto de ESB y STATOIL sobre SYNERGEN	Total: 600 MW Subasta: 400 MW Contratos bilaterales: 200 MW	n.d.	n.d.	n.d.
República Checa CEZ 2006 -2007	Condición impuesta por la autoridad de competencia para permitir la compra de 5 distribuidores/suministradores de electricidad por parte de CEZ	Subasta de opción de compra Total: 400 MW divididos en producto base y producto punta	Precio fijo, establecido para reflejar los costes variables reales de las distintas centrales de generación de CEZ	1 año	Abierta a todo tipo de agentes 20 oferentes Demanda siempre muy superior a la oferta Obligación de CEZ de adquirir la energía generada sobre la base de condiciones predeterminadas
Alemania RWE 2006	Decisión voluntaria de RWE	Subasta de opción de compra Total: 300 MW Producto base 2007-2009 Producto base 2010-2012	Precio indexado Producto 2007-2009: indexación a índice de carbón importado Producto 2010-2012: indexación a precio antracita (publicado por el Gobierno Alemán)	2 años	Subasta 2010-2012 fue desierta (elevada incertidumbre sobre contexto regulatorio)

País/empresa	Razón para introducir VVP	Tipo de VPP/cantidad	Precio de ejercicio	Vencimiento	Participantes
Alemania RWE 2007	Decisión voluntaria de RWE	Programa "Power station cooperation" Total: 900 MW Potencia centrales de carbón	n.d.	28 años Entrega durante 2009-2037	Hasta la fecha se han suscrito contratos bilaterales para 525 MW. Principales adjudicatarios: grandes consumidores industriales
Alemania E.ON 2007	Decisión voluntaria de E.ON	Subasta de opción de compra Total: 250 MW	Precio indexado a índice de carbón importado y tipo de cambio euro/dólar	2 años	120 participantes 15 adjudicatarios
Portugal REN Septiembre 2007	Decisión regulatoria	Subasta de opción de compra Total: 140 MW	Precio fijo 27 €/MWh	3 meses	8 participantes 3 adjudicatarios Se adjudicó sólo el 35,7% del total subastado

Fuente: Encuesta de DG COMP y DG TREN sobre programas de cesión de energía, 26 de junio de 2007, Informe de DG COMP "Antitrust remedies in the gas and electricity sectors. Discussion paper presented to the Energy Day 2007" y DMDE "Informe sobre experiencias internacionales de las subastas de capacidad virtual"

* En caso de celebrarse varias subastas, la tabla informa sobre el número medio de participantes y ganadores

En la actualidad no se dispone de estudios concluyentes sobre los efectos pro-competitivos de las ventas virtuales de energía. No obstante, las encuestas realizadas por varias autoridades reguladoras²⁶ y por la propia Comisión Europea²⁷ proporcionan algunas evidencias preliminares.

Los volúmenes objeto de las ventas virtuales de energía han sido en general reducidos, estando comprendidos en un rango entre 1% y 15% del mercado relevante. El principal impacto de las ventas virtuales de energía ha sido un aumento de la liquidez de los mercados mayoristas durante la realización de los programas. Se ha observado en general un aumento de los volúmenes negociados y del número de agentes activos, especialmente en los casos en que los productos introducidos se diferenciaban de los existentes (de otra manera las subastas pueden llegar a restar liquidez a los productos similares existentes con anterioridad a las mismas). Por otra parte, no parece que esta mayor liquidez siempre se haya convertido en la entrada de competidores estables, puesto que en muchos casos los participantes han realizado operaciones de trading, arbitrando entre los distintos instrumentos. Asimismo, en los casos en que los productos tienen un vencimiento inferior a los 2-3 años, es especialmente difícil que pueda determinarse un cambio estructural permanente en los mercados mayoristas y minoristas. Por otra parte, los productos de duración más larga en algunos casos no han tenido mucha aceptación, posiblemente debido a la mayor incertidumbre asociada que dificulta la determinación de su precio.

El impacto de las ventas virtuales de electricidad realizadas parece ser en general muy reducido sobre los precios en los mercados spot. En la mayor parte de los casos los compradores adquieren los productos subastados en las subastas virtuales para realizar operaciones de arbitraje respecto de otros productos negociados en los mercados mayoristas. En consecuencia, los precios de la energía cedida tienden a igualar los precios de la energía en los futuros con periodos de entrega equivalentes, lo que a su vez

²⁶ Consultas públicas realizadas por los reguladores de Francia y Holanda y por Electrabel.

²⁷ Encuesta entre reguladores y autoridades de la competencia organizada por DG COMP y DG TREN, junio de 2007 e informe de DG COMP incluido en el anexo 3 “*Antitrust remedies in the gas and electricity sectors. Discussion paper presented to the Energy Day 2007*”.

tiende a crear un incentivo para los generadores a elevar los precios spot que afectan a dichos futuros²⁸.

En algunos mercados, por ejemplo en Francia, la encuesta realizada por el regulador apunta a la existencia de movimientos de precios alcistas en el mercado spot y de futuros en los días anteriores a las subastas. Por otro lado, las autoridades de competencia en Italia y en la República Checa han señalado que, en situaciones en las que la demanda en la subasta excede ampliamente la oferta, los mecanismos de subastas de precio ascendente, que se aplica en la gran mayoría de los casos incluyendo España, tiende a crear tensiones a la alza que pueden transmitirse al mercado mayorista.

Frente a estos datos, DG COMP²⁹ concluye de forma tentativa lo siguiente:

“ ... es improbable que los programas de cesión de energía impongan una restricción efectiva al comportamiento de las empresas dominantes, a menos que consigan fomentar nueva entrada que utilice fuentes de aprovisionamiento/generación alternativas a las proporcionadas por dichas empresas ... ”

“Parece que los programas de cesión de energía, por lo menos en su diseño actual, están generando precios muy similares a los observados en los mercados mayoristas. El poder de mercado en los sectores energéticos es a menudo más resistente en el segmento mayorista, lo cual implica que los operadores incumbentes pueden retener los beneficios de los precios resultantes del ejercicio del poder de mercado, a pesar de los programas de cesión de energía establecidos”.

²⁸ Este problema no tiene solución sencilla. La autoridad de competencia italiana (AGCM) ha realizado un intento en este sentido mediante (1) la imposición de un límite superior al precio de las ventas virtuales de energía impuestas a ENEL y (2) la asignación de la energía a los participantes a través de un sistema de lotería, en todos los casos en los cuales la demanda era superior a la oferta. El límite de precio estaba basado en el precio de transferencia entre la filial de generación y la filial de *trading* del grupo ENEL.

²⁹ Véase el anexo 3, Informe de DG COMP “*Antitrust remedies in the gas and electricity sectors. Discussion paper presented to the Energy Day 2007*”.

5 IMPLEMENTACIÓN DE SUBASTAS DE EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA Y SUBASTAS CESUR EN ESPAÑA

En este apartado se describen brevemente los principales aspectos y resultados de las subastas EPE y CESUR que se consideran relevantes en el contexto del presente informe. Una descripción exhaustiva del funcionamiento de las mismas se encuentra en los distintos informes de supervisión sobre el desarrollo de las subastas que se han emitido por la CNE hasta la fecha.

5.1 Emisiones primarias de energía

Las emisiones primarias de energía se han instrumentado a través de opciones de compra de energía hasta una potencia determinada, ejercitable a lo largo de un periodo de entrega prefijado³⁰. Sus características principales desde una perspectiva de competencia se resumen a continuación:

- Por el lado de la oferta de energía, la obligación de poner a disposición la capacidad recae a partes iguales sobre ENDESA e IBERDROLA como operadores dominantes. Se observa que no hay justificación adicional, a diferencia de la gran mayoría de los casos observados en Europa.
- Por el lado de la demanda de energía, los sujetos habilitados a participar mediante ofertas en la subasta son todos los agentes del mercado de producción que cumplan con las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos. Por otra parte, se prohíbe que los sujetos considerados “operadores principales” puedan participar como compradores en las subastas³¹.

³⁰ Véanse el Real Decreto 1634/2006 de 29 de diciembre y la Resolución de 19 de abril de 2007 de la Secretaría General de la Energía

³¹ Inicialmente estaba prevista una restricción del 10% sobre la cantidad que podía pujar cada oferente, que fue posteriormente eliminada.

- La adjudicación del producto (se distinguen un producto base y un producto punta) se realiza mediante una subasta de precio ascendente en múltiples rondas en la que el precio final obtenido es la prima de opción.
- El precio de ejercicio es un valor fijo, establecido por la DGPEM, aún cuando legalmente se prevé la posibilidad de establecer un valor variable, indexado al coste de los combustibles, para opciones con periodo de entrega superior al año. El precio de salida de la subasta es determinado por la SGE.
- La cantidad a subastar es establecida mediante Real Decreto de Ministerio de Industria. No se indica el criterio de fijación de la misma.
- El programa de emisiones primarias vigente prevé la realización de 5 subastas, tal y como se muestra en el cuadro siguiente. En cada una de ellas se prevé la oferta de un producto base y de un producto punta con tres periodos de entrega diferentes (3 meses, 6 meses, 1 año), es decir 6 productos en realidad. Se señala que el vencimiento máximo es inferior a los observados en programas realizados en otros países.
- Según las reglas de la subasta los demandantes pujan de forma simultánea para cada producto (Base o Punta) en sus diferentes vencimientos (entre una ronda y otra se puede cambiar la distribución entre estos). A este fin la cantidad de referencia para las subastas es el concepto de potencia trimestral equivalente, definida como la suma de: cuatro veces la potencia demandada para el periodo de entrega de 1 año, dos veces la del semestre y una vez la del trimestre.
- La CNE es responsable de supervisar que las subastas se realicen de forma objetiva, transparente y no discriminatoria (según la legislación vigente no tiene la responsabilidad de designar la entidad independiente que realiza las subastas, que sin embargo está prevista en la propuesta de modificación del Real Decreto 1634/2006)

Cuadro 2 El programa de emisiones primarias vigente según el Real Decreto 1634/2006

Subasta	Plazo de entrega	Potencia subastada	Comienzo del periodo de entrega
Subasta nº 1	Trimestre.	150 MW	1 de Julio de 2007
	Semestre.	150 MW	1 de Julio de 2007
	Año.	100 MW	1 de Julio de 2007
Subasta nº 2	Trimestre.	200 MW	1 de Octubre de 2007
	Semestre.	175 MW	1 de Octubre de 2007
	Año.	175 MW	1 de Octubre de 2007
Subasta nº 3	Trimestre.	400 MW	1 de Enero de 2008
	Semestre.	350 MW	1 de Enero de 2008
	Año.	400 MW	1 de Enero de 2008
Subasta nº 4	Trimestre.	300 MW	1 de Abril de 2008
	Semestre.	275 MW	1 de Abril de 2008
	Año.	400 MW	1 de Abril de 2008
Subasta nº 5	Trimestre.	150 MW	1 de Julio de 2008
	Semestre.	200 MW	1 de Julio de 2008
	Año.	400 MW	1 de Julio de 2008

Fuente: RD 1634/2006.

Para el análisis del impacto sobre la competencia, es útil explicitar qué volumen de potencia total cedida está implícito en el anterior calendario en cada trimestre. Del Cuadro 3 se desprende que esta cantidad irá aumentando paulatinamente, alcanzando un máximo de 2000 MW en el periodo de entrega que empieza el 1 de abril 2008, después de la realización de las cuarta subasta. Hasta la fecha se han realizado las tres primeras subastas: durante el periodo de entrega actual, comprendido entre el 1 de enero 2008 y el 1 de abril 2008, la cantidad cedida es alrededor de 1600 MW. Se observa además que la reciente propuesta de modificación del Real Decreto 1634/2006 prevé (...)

Cuadro 3 Potencia cedida total en cada periodo según el programa de emisiones primarias de energía vigente

	01/07/2007 1º TRI	01/10/2007 2º TRI	01/01/2008 3º TRI	01/04/2008 4º TRI	01/07/2008 5º TRI	01/10/2008 6º TRI	01/01/2009 7º TRI	01/04/2009 8º TRI
Subasta 1	400	250	100	100				
Subasta 2		550	350	175	175			
Subasta 3			1.150	750	400	400		
Subasta 4				975	675	400	400	
Subasta 5					750	600	400	400
TOTAL	400	800	1.600	2.000	2.000	1.400	800	400

Fuente: CNE sobre la base del RD 1634/2006

Cuadro 4 Potencia cedida total en cada periodo teniendo en cuenta la propuesta de modificación del Real Decreto 1634/2006

(...)

Fuente: CNE sobre la base de la propuesta de modificación del RD 1634/2006

Nota: Estos cuadros consideran la potencia total cedida, sin distinguir entre los dos tipos de productos base y punta, y sin tener en consideración que, tanto en la primera como en la segunda subasta, quedaron pequeñas cantidades sin vender, que se añadirán a las cantidades puestas a la venta en las sucesivas subastas.

5.2 Subastas CESUR

Las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) son un mecanismo de contratación bilateral de energía eléctrica con entrega física por parte de las empresas responsables de realizar el suministro a tarifa en el territorio peninsular³². Sus características principales desde una perspectiva de competencia se resumen a continuación:

- Por el lado de la oferta de energía, los sujetos habilitados a participar, realizando ofertas para firmar contratos con las distribuidoras, son los productores de energía, los comercializadores, los agentes externos y los consumidores que actúen directamente en el mercado (todos ellos deberán actuar como agentes vendedores del mercado).
- Por el lado de la demanda de energía, existe una obligación por parte de las empresas de distribución de España y Portugal de adquirir determinadas cantidades pre-establecidas por la legislación mediante este mecanismo. La asignación se realiza también según porcentajes pre-establecidos (ENDESA 35%, IBERDROLA 35%, EDP 12%, FENOSA 11%, HIDROCANTÁBRICO 4% y VIESGO 3%).
- La adjudicación del producto se realiza mediante un procedimiento de subasta de precio descendente, en el que el precio final obtenido es el precio para adquirir la

³² Véanse la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, y la Resolución de 29 de mayo de 2006 de la Secretaría General de la Energía

energía durante un determinado periodo de entrega (como máximo de un año, aunque hasta la fecha ha sido de 3 meses).

- La cantidad a subastar, el precio de salida y las fechas de realización de las subastas son establecidos por la SGE (la Orden ITC/400/2007 prevé de forma explícita la celebración de 3 subastas CESUR en el segundo semestre de 2007, aún cuando se entiende que el instrumento está diseñado con vocación de permanencia). En todas las subastas realizadas hasta la fecha se han puesto a la venta 6500 MW.
- El producto a subastar puede ser de tipo base o carga modulada, aunque hasta la fecha ha sido solo de tipo base.
- Para las primeras subastas CESUR del segundo semestre de 2007 se establece una obligación de recompra, que podrá ser prorrogada, por parte de los sujetos vendedores que hayan celebrado contratos con entrega física para el suministro a tarifa (la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero establece que las recompras tomarán la forma de ofertas de adquisición en el mercado diario por un volumen total de energía igual al comprometido en el contrato y que refleje el coste oportunidad de cada sujeto vendedor)
- La CNE es responsable de supervisar que las subastas se realicen de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, así como de designar la entidad independiente que realiza estas subastas.

5.3 Resultados de las subastas realizadas hasta la fecha

Hasta la fecha se han celebrado 3 subastas de emisiones primarias de energía (el 13 de junio, el 13 de septiembre y el 11 de diciembre de 2007) y 2 subastas CESUR (el 19 de junio, el 18 de septiembre y el 18 de diciembre de 2007).

Los informes de supervisión de la CNE referidos a las dos primeras subastas EPE y a las dos primeras subastas CESUR indican que ambas se desarrollaron adecuadamente,

según las reglas establecidas y sin incidencias. Al no estar todavía disponibles los informes de supervisión para las otras subastas, los comentarios que aparecen en este apartado se refieren fundamentalmente a las primeras dos subastas EPE y CESUR realizadas.

Los resultados de las subastas se resumen en los cuadros que se presentan a continuación. Sobre los mismos, y teniendo en cuenta las conclusiones de los referidos informes de supervisión, cabe realizar las siguientes observaciones:

- En ambas subastas EPE los productos más vendidos, con diferencia, fueron los de carga base y con entrega trimestral. La menor demanda para el producto punta podría estar relacionada varios factores: un precio de ejercicio excesivamente elevado, el hecho de que, según la normativa actual, la nominación de la energía por parte de los titulares de las opciones debe realizarse con antelación a la celebración del mercado diario, y la ausencia de productos punta negociados en los mercados a plazo existentes. Por otra parte, la preferencia para el producto base de entrega trimestral puede explicarse por la mayor liquidez de contratos con este vencimiento en los mercados a plazo (OMIP y OTC) y por el hecho de que la subasta CESUR tiene como objeto un contrato con entrega a tres meses.
- La participación fue bastante elevada en todas las subastas realizadas. En el caso de las subastas CESUR se adjudicó el total de la cantidad subastada a 21 agentes en la primera subasta y a 18 en la segunda. En las subastas EPE se registraron (...)
- Los resultados de las primeras dos subastas parecen indicar que los precios de las subastas EPE y de las subastas CESUR tienden a igualarse (en la primera subasta el diferencial de precio entre las dos fue de 2,1 €/MWh y en la segunda de tan solo 0,37 €/MWh)³³. Esta convergencia de precios puede ser el resultado de operaciones de arbitraje entre los dos instrumentos y existe la posibilidad de que

³³ Por otra parte, en las terceras subastas EPE y CESUR, el diferencial de precio observado entre las dos fue mayor, superando el precio de la CESUR en 9 €/MWh el precio implícito de la EPE para el producto con entrega trimestral. En ausencia de los correspondientes informes de supervisión, no se comentan las razones que puedan haber conllevado a dicho diferencial.

haya contribuido a impulsar a la baja el precio de la demanda de energía subastada en CESUR. En efecto, en la segunda subasta EPE, (...)

- En general, se observa cierta consistencia entre los precios de las subastas y los precios observados en los mercados a plazo³⁴, lo cual indicaría que los productos subastados son bastante similares (o pueden recalcularse para ser comparables) a los ya existentes en los mercados a plazo. Los precios de las opciones adjudicadas en las subastas EPE tienden a ser ligeramente inferiores a las de los futuros OMIP en los correspondientes periodos de entrega, pero esto puede explicarse por las distintas estructuras de pago de las primeras respecto de los segundos. Parece existir suficiente liquidez para permitir que, a través de operaciones de arbitraje entre los diferentes instrumentos a plazo, los precios en ellos tiendan a estar alineados y a ser similares, reflejando en última instancia el precio esperado en el mercado spot. Esta observación está en línea con los argumentos teóricos presentados en el apartado 3, y, asimismo, con las conclusiones del citado informe de la DG COMP.³⁵

Todo lo anterior parece indicar que el principal efecto de las subastas EPE y CESUR hasta la fecha es un aumento de la liquidez en el mercado mayorista a plazo, asociado a un mayor volumen de intercambios que parecen de momento orientados a optimizar posiciones mediante operaciones de cobertura y arbitrajes. Quedan abiertas cuestiones empíricas importantes, que deberán ser objeto de un análisis posterior, sobre la medida en que las subastas están realmente contribuyendo a modificar las estrategias de oferta de los operadores dominantes en el mercado mayorista de contado y sobre la utilización de la energía adquirida para facilitar el crecimiento de generadores/comercializadores pequeños y/o la entrada de nuevos agentes.

³⁴ El informe de supervisión de la segunda subasta EPE indica (...).

³⁵ Véase anexo 3, informe de DG COMP "Antitrust remedies in the gas and electricity sectors. Discussion paper presented to the Energy Day 2007"

Cuadro 5 Resultados de las subastas de emisiones primarias de energía celebradas en junio y septiembre de 2007

(...)

Cuadro 6 Resultados de las subastas CESUR celebradas en junio y septiembre de 2007

RESULTADOS DE LAS PRIMERAS DOS SUBASTAS CESUR				
	Participantes	Cantidad subasta	Precio de salida	Precio adjudicado subasta
Subasta 1: 19/06/07 Inicio entrega: 01/07/07	Cualificados: 25 Ganadores: 21	6.500 MW (14.352 GWh)	70 €/MWh	46,27 €/MWh
Subasta 2: 18/09/07 Inicio entrega: 01/10/07	Cualificados: 26 Ganadores: 18	6.500 MW (14.358 GWh)	60 €/MWh	38,45 €/MWh

Fuente: Página web del administrador de las subastas CESUR

Cuadro 7 Comparación de los precios de la energía intercambiados en las subastas con los precios de mercado

(...)

Fuente: Elaboración propia e informes de supervisión de las subastas

6 CONSIDERACIONES PRELIMINARES SOBRE EL IMPACTO PRO-COMPETITIVO DE LAS SUBASTAS DE EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA

En este apartado se realiza un análisis de los principales elementos del diseño actual de las subastas de emisiones primarias de energía que condicionan sus posibles efectos pro-competitivos sobre la competencia en los mercados eléctricos (los comentarios que se aportan a continuación se refieren en general al impacto sobre el mercado mayorista al contado y la actividad de comercialización, aún cuando se incluyen algunas consideraciones relacionadas con los mercados a plazo).

6.1 Duración

Las emisiones de energía primarias establecidas en la legislación vigente tienen cuatro características de duración importantes:

- Unos periodos de entrega de corto plazo, de 3 meses, 6 meses y 1 año
- La repetición frecuente de las subastas según un calendario conocido (aprox. una cada trimestre hasta julio de 2008 según el programa vigente)
- Las subastas se celebran unos 15-20 días antes del comienzo del periodo de entrega de los productos.
- Los resultados indican que la gran mayoría de la capacidad asignada corresponde al producto base de más corta duración (el trimestral).

Todas estas características indican el riesgo de que las EPE podrían tener un efecto muy limitado sobre la competencia en el mercado mayorista al contado y en la actividad de comercialización (por otra parte el periodo de entrega de 3 meses y la celebración cercana de las EPE a las subastas CESUR parecen facilitar el impacto pro-competitivo sobre los mercados a plazo, y en particular sobre las subastas CESUR, como se ha indicado en el apartado 5.3).

Como se ha explicado en detalle en el apartado 3, en presencia de cortos periodos de entrega del producto asignado, elevada frecuencia de las subastas³⁶ y proximidad de estas al comienzo del periodo de entrega, es razonable esperar que los propietarios de los activos objeto de subasta tomen sus decisiones de oferta en el mercado spot teniendo en cuenta los beneficios que puedan obtener a través de la venta de energía en subastas futuras, que a su vez dependen de la relación existente entre los precios resultantes de estas subastas y los precios spot esperados (tanto la comparación de los resultados de las subastas con los precios de otros instrumentos a plazo, que se muestra en el Cuadro 7, como las conclusiones de los informes de supervisión de las subastas, apuntan a que existe cierto alineamiento entre estos precios para los mismos periodos de entrega). En resumen, estas características pueden reducir el potencial efecto de mitigación del poder de mercado de los operadores dominantes de las EPE.

La duración del periodo de entrega afecta también a otro aspecto potencialmente pro-competitivo que se ha comentado en el apartado 3: la entrada de nuevos competidores y/o el refuerzo de las posiciones de los agentes de pequeño tamaño. Si las EPE tienen un vencimiento muy corto, inferior a 2-3 años, es improbable que puedan utilizarse como un “aprovisionamiento puente”, de carácter transitorio, para permitir que nuevos entrantes puedan establecerse de forma permanente, desarrollando sus propias centrales de producción y/o sus planes de comercialización de la energía a clientes finales.

Un vencimiento suficientemente largo de un producto que se adjudicara mediante una sola subasta, no repetida en el tiempo, y que tuviera lugar con cierta antelación respecto del comienzo del periodo de entrega podría tener, en principio, un mayor efecto pro-competitivo, ya que se evitaría que los operadores dominantes actuaran teniendo en cuenta el efecto de los precios sobre los mercados a plazo en general, y sobre las EPE futuras en particular, y, asimismo, facilitaría la penetración de nuevos entrantes.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que la elección de unas EPE con vencimiento más largo que el previsto en el programa vigente, con el objetivo de fomentar la competencia,

³⁶ Un problema similar podría existir también en el caso de contratos a largo plazo que tuvieran renegociaciones periódicas: al acercarse la fecha de estas renegociaciones los vendedores vuelven a tener un incentivo a elevar el precio spot, anticipando que este afectaría el resultado de la renegociación.

podría no ser viable debido a una posible escasa aceptación en el mercado. Este problema surge en general cuando el producto de largo plazo implica, por su estructura y diseño, un aumento importante de la incertidumbre a la hora de estimar su precio. En efecto, se han observado casos en varios países de subastas virtuales fallidas en las cuales los productos ofertados tenían un vencimiento demasiado largo respecto de otros productos financieros existentes y no implicaban mecanismos para resolver dicha incertidumbre. Asimismo, se destaca que, en las subastas de capacidad virtual de EDF (Francia), celebradas en el curso de 2007 hasta la actualidad, se ofrecían productos de 36 meses y 48 meses que no resultaron adjudicados o fueron adjudicados tan solo por un volumen reducido.

La práctica observada en la mayor parte de los países europeos es la de ofrecer productos diferenciados que incluyen vencimientos superiores a los observados para las emisiones primarias en España (se observan en muchos casos vencimientos de 3, 6, 12, 24 y 36 meses). Por otra parte, la oferta de estos productos refleja en general la existencia de otros derivados financieros con vencimiento equivalente (esto no sería posible en la actualidad en España, puesto que el producto a plazo con periodo de entrega más larga es el futuro OMIP con vencimiento de 1 año).

No obstante, cabe mencionar que el 19 de septiembre de 2007 se ha celebrado con éxito en Alemania la subasta (voluntaria) de capacidad virtual de 250 MW por parte de E.ON (la subasta se realizó con más de 3 meses de antelación al comienzo del periodo de entrega). Se trataba de un único producto base con periodo de entrega a dos años (1 de enero de 2008 – 31 de diciembre de 2009), cuyas otras características de diseño incluían mecanismos automáticos de reducción de la incertidumbre tanto para el comprador como el vendedor, en particular: (1) un precio de ejercicio variable en función del precio del carbón (API2), del tipo de cambio \$/€ y de la cotización de los derechos de emisión de CO₂. y (2) una nominación anual mínima obligatoria de 5.500 horas de ejercicio por MW. En este caso el largo periodo de entrega no fue un obstáculo para la realización de la subasta, que registró una aceptación muy significativa: 120 compañías participaron, resultando ganadoras 15 de ellas. Asimismo, el precio de adjudicación fue de magnitud razonable, fijándose en 12.201 €/MW/mes.

6.2 Cantidad y tipo de producto objeto de venta

La cantidad y el tipo de producto (base o punta) objeto de la subasta son sin duda otras variables críticas para determinar el éxito de las emisiones primarias de energía como medida pro-competitiva. La cantidad fijada en el marco del programa vigente, que se indica en el Cuadro 3 del apartado 5, oscila entre valores iniciales y finales reducidos de 400-800 MW, y alcanza un pico de 2000 MW entre el 1 de abril y el 1 de octubre de 2008. En las subastas realizadas hasta la fecha la práctica totalidad de las capacidades puestas a la venta ha sido adjudicada, con una clara predominancia del producto base, con entrega trimestral, sobre el producto punta.

El cálculo de las cantidades objeto de cesión, así como el reparto inicial de las mismas entre producto base y producto punta, no está basado en una metodología pública, fundada en criterios relacionados con la valoración del problema de competencia que dichos instrumentos pretenden resolver según los objetivos establecidos en la normativa. Se señala que esta indefinición puede resultar en otra limitación importante al potencial efecto competitivo de las ventas virtuales de energía sobre el mercado mayorista al contado.

La experiencia en otros países europeos sugiere que los volúmenes deben fijarse en estrecha relación con el objetivo y el contexto en que se realiza la subasta:

- Si se trata de operaciones de concentración horizontal, el volumen a subastar debe ser suficiente para compensar el efecto de la eliminación de uno o más competidores en el mercado, reestableciendo las condiciones de competencia anteriores a la operación (este es el criterio generalmente aplicado en la mayoría de las subastas de energía realizadas hasta la fecha, que han tenido lugar en Francia, Holanda, República Checa, Irlanda y Finlandia).
- En los casos en los que las autoridades de competencia han detectado abusos de posición dominante en el mercado mayorista, por parte de un generador que es “pivote” en determinados periodos de demanda punta, la cantidad a subastar debe fijarse con el objetivo de cubrir la demanda residual esperada en esa

circunstancia, eliminando así la capacidad de ese generador de elevar los precios (este es el criterio empleado por la autoridad de competencia en Italia en el marco del procedimiento abierto contra ENEL por abuso de posición dominante en la zona sur del mercado spot italiano). En este sentido los productos que se entregan exclusivamente en las horas punta parecen más adecuados para conseguir estos objetivos.

En el caso español las ventas virtuales de energía tienen la peculiaridad de no pertenecer a ninguna de las categorías anteriores, configurándose como una medida regulatoria prevista por la Disposición Adicional Decimosexta de la Ley 54/1997.

Sin embargo, aún sin estar directamente relacionada con casos específicos de competencia, si se pretende que esta medida tenga un impacto pro-competitivo debería implementarse en base a una metodología más claramente orientada a este objetivo (esta Dirección no tiene conocimiento de los criterios empleados para la definición del volumen a subastar y de su distribución entre productos punta y base).

A este fin se necesitaría, en particular, una valoración ex ante del problema de competencia que se pretende mitigar, que se realizara de forma periódica antes de la realización del programa de subastas, considerando tanto la cuestión del potencial poder de mercado que pueden ejercer los operadores con posición de dominio, como la de las barreras a la entrada en los mercados mayorista y minorista. Esta valoración ex ante debería estar relacionada con el ejercicio de supervisión periódica de la CNE sobre la competencia en el mercado.

En el Anexo 1 de este informe se analizan los principales cambios en las condiciones estructurales de oferta y demanda en el mercado mayorista durante el periodo 2005-2008 (se incluyen las previsiones de demanda y las instalaciones de ciclos combinados para 2008) y se considera también la evolución de algunos indicadores de concentración y pivotalidad. En lo que concierne al mercado mayorista, parece claro que la estructura del mercado ha evolucionado en sentido pro-competitivo en 2006 y 2007 con respecto a la situación de 2005. En efecto, en estos años se ha registrado una disminución de los índices de concentración (tanto con referencia a la generación y a la potencia total, como

con referencia a la generación y potencia marginal) y de las situaciones de pivotalidad (medidas tanto mediante índices pivotaes, como mediante índices de oferta residual). Este cambio está relacionado con una multiplicidad de factores, pero entre ellos destaca la cantidad significativa de nueva capacidad de ciclos combinados de gas que se ha introducido en el sistema por parte de nuevos entrantes. No obstante, siguen registrándose situaciones de pivotalidad en el mercado, en el ámbito de las tecnologías marginales y especialmente en las horas de mayor demanda, en las cuales existen posiciones de dominio de las mayores empresas eléctricas para elevar los precios hasta los costes de las siguientes tecnologías disponibles. A este respecto cabe también mencionar que recientemente la CNE ha abierto expedientes informativos a varias centrales eléctricas al fin de establecer si determinadas ofertas de precio observadas, especialmente elevadas, pueden estar relacionadas con el ejercicio de poder de mercado. En este contexto, y especialmente en el caso de establecerse la existencia de abusos, se podría justificar un uso de las ventas virtuales de energía orientado específicamente a resolver estos problemas.

Como ejemplo indicativo de valoración ex ante, en el Anexo 1 se realiza además una simulación del potencial ejercicio de poder de mercado en el mercado mayorista eléctrico en 2008 con el modelo ENERGEIA, teniendo en cuenta determinados escenarios de crecimiento de la capacidad (según los planes disponibles y considerando la cesión prevista de activos de ENDESA a VIESGO como parte del Acuerdo ENEL-ACCIONA-E.ON), de la demanda y de los precios de los combustibles (incluyendo las previsiones sobre el precio de los derechos de emisiones de CO₂). Esta valoración sugiere que las características de diseño de un futuro programa de ventas virtuales debería considerar la relación esperada entre precio de carbón y de gas natural con especial atención, puesto que puede afectar de manera significativa a la capacidad de los principales agentes de ejercer poder de mercado.

Por otra parte, en lo que concierne al mercado minorista, es bien conocido que su desarrollo ha sufrido una importante involución, reduciéndose su tamaño desde finales de 2005, debido esencialmente al problema simultáneo de la existencia de tarifas de ventas reguladas que no reflejan costes y de precios del mercado mayorista considerados como sospechosos de incluir rentas de oligopolio. Sin embargo, parece que también se están

registrando cambios relacionados con el crecimiento de los nuevos comercializadores en los nichos de mercado donde existe más transparencia de precios³⁷. La cuestión a analizar en profundidad es si, una vez resuelto el problema tarifario, el sistema actual es capaz por si mismo de atraer nuevos entrantes de forma estable y sostenible, a pesar de las ventajas de los principales operadores incumbentes, IBERDROLA y ENDESA, y de su capacidad de fidelización de los clientes. Si esto no fuera posible, podría justificarse la utilización de medidas pro-competitivas como las ventas virtuales de energía para estimular la nueva entrada.

En conclusión, sería oportuno que el tamaño y la naturaleza de las ventas virtuales de energía se establecieran en estrecha relación con los objetivos de fomento de la competencia que se pretenda conseguir.

Con el fin de mitigar el poder de mercado de los operadores dominantes, la cantidad a subastar debería establecerse en función de su capacidad de ejercer dicho poder, relacionada con su cuota de mercado, mix de generación, margen de reserva del sistema, etc. En otras palabras, dicha cantidad debería relacionarse directamente con el nivel de demanda residual esperada de los operadores dominantes en los momentos en los que se considere que existe un riesgo significativo de ejercicio de poder de mercado mediante una retirada estratégica de capacidad. A este respecto cabe señalar que los problemas de competencia tienden a presentarse con mayor incidencia en los momentos de punta que los de llano y valle, lo que favorecería la elección de un producto con las siguientes características: (1) la concentración de la energía-potencia a subastar en los periodos de demanda punta, al contrario de lo que sucede con el programa de subastas vigentes; y (2) un mecanismo de subasta que no permita a los compradores elegir, como en la actualidad, el periodo de entrega de la opción, más allá de las flexibilidades relacionadas con el proceso de suministro, puesto que este podría no coincidir con el periodo en el cual se ha detectado la existencia del problema de competencia que se pretende mitigar.

³⁷ Una noticia de prensa del 25 de octubre de 2007 indica que GAS NATURAL, VIESGO y CENTRÍCA estarían en disposición de ganar la mayoría de los puntos de suministro subastados por RENFE, frente a los operadores establecidos ENDESA, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA y HC ENERGÍA.

Para atraer nuevos generadores/comercializadores y/o ayudar al crecimiento de los recién establecidos, el volumen a subastar debería además ser suficiente para estimular la nueva entrada (es decir alcanzar un nivel mínimo eficiente)³⁸ y el tipo de producto debería permitir una modulación y una anticipación suficiente para que los potenciales compradores desarrollen sus planes comerciales en el mercado minorista.

A título meramente orientativo se presenta a continuación un ejercicio de simulación, realizado con el modelo ENERGEIA, para mostrar el efecto cualitativo de distintas cantidades de EPE sobre el precio del mercado diario de generación, asociado a cambios en la conducta estratégica de los operadores dominantes ENDESA e IBERDROLA. A este fin se han comparado varios escenarios de ventas virtuales (800 MW, 2000MW y 6000 MW) con un escenario base sin ventas virtuales.

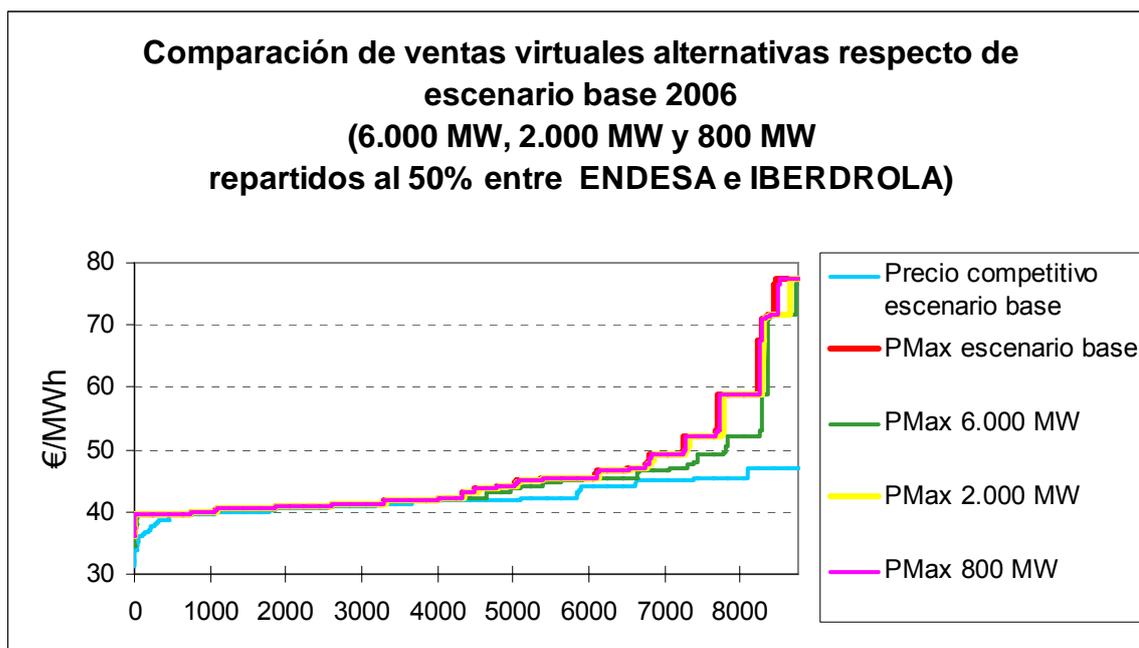
Cabe matizar que en la simulación se han realizado algunas simplificaciones. En primer lugar, se ha supuesto que las ventas virtuales toman la forma de contratos a plazo, en lugar de ser opciones de compra, como en el caso de las EPE. Esta simplificación no resta validez al ejercicio, puesto que la mayoría de la capacidad de las EPE se concentra en productos base, cuyo precio de ejercicio hasta la fecha ha sido fijado a un nivel suficientemente bajo, de modo que el derecho de opción ha sido siempre ejercido. Bajo estas circunstancias se puede considerar que no hay una diferencia sustancial entre las EPE producto base y un contrato de futuro. En segundo lugar, se ha supuesto que se realiza una única subasta virtual, excluyendo por tanto la existencia de efectos dinámicos que conllevarían a los operadores dominantes a maximizar sus beneficios teniendo en cuenta el impacto del precio spot sobre el precio de los contratos.

El resultado de la simulación se muestra en el gráfico siguiente, que compara el “precio de mercado estratégico máximo” (es decir el precio que fijarían los operadores con mayor capacidad de ejercer poder de mercado) bajo 4 escenarios alternativos: uno sin ventas virtuales y los otros tres con distintas cantidades de energía contratadas por ENDESA e IBERDROLA. Además, el precio resultante de estos escenarios se compara con un

³⁸ El citado informe de DG COMP, en el anexo 3, indica que, dependiendo de la intensidad del problema de competencia que se quiera resolver, podría ser apropiado que el programa de cesión virtual de energía fuera definido con referencia a la escala eficiente de uno o más nuevos entrantes.

hipotético precio competitivo de referencia (precio que se obtiene suponiendo que todos los agentes en el mercado realizan ofertas a coste marginal).

Gráfico 3 Simulación ENERGEIA – ventas virtuales de distintos tamaño



La simulación, que emplea datos de 2006 del parque de generación y de la demanda eléctrica en España, y un escenario de hidraulicidad media, indica que, en un mercado spot que funciona según un mecanismo de subasta uniforme de precios, las ventas virtuales de energía pueden en principio tener un efecto pro-competitivo. Entre otros factores, este efecto depende del tamaño de las ventas. Del gráfico anterior se desprende que las subastas de energía no tienen ningún impacto si su tamaño es de 800 MW (la curva de precios de hecho casi se superpone a la del escenario sin contratos). El efecto competitivo es todavía muy reducido con 2000 MW y es bastante significativo si se alcanzan los 6000 MW. Estos resultados sugieren que, en el mejor de los casos, teniendo en cuenta la ausencia de efectos dinámicos, el programa vigente de subastas EPE estaría teniendo un efecto limitado sobre la competencia en el mercado al contado.

Este resultado es similar al obtenido por el regulador holandés, DTe, que también emplea un modelo de simulación para analizar el impacto sobre la competencia de las ventas virtuales de energía.³⁹

Cabe en todo caso recordar que el efecto pro-competitivo puede verse reducido, aún con cantidades subastadas elevadas, en un contexto caracterizado por subastas repetidas en el tiempo, donde los operadores con posiciones de dominio perciben que pueden afectar el precio de los contratos a través de una elevación del precio spot futuro.

Asimismo, como se ha analizado en detalle en el apartado 3, el empleo de los contratos de energía mayorista a plazo como instrumento de mitigación del poder de mercado podría ser de menor utilidad en industrias eléctricas donde los agentes dominantes ostentan una posición verticalmente integrada. Estos agentes pueden seguir teniendo un incentivo a subir precios en el segmento mayorista, aún cuando tengan una posición equilibrada o compradora neta, si ostentan además poder de mercado en el segmento minorista. Por otra parte, en este caso el incentivo derivaría de su capacidad de mantener precios finales altos, así como de su interés en protegerse de la entrada de nuevos comercializadores. Frente a este tipo de incentivo a ejercer poder de mercado la contratación a plazo mayorista podría ser una medida eficaz tan sólo si facilitara la entrada de nuevos competidores o reforzara la posición de operadores existentes de pequeño tamaño.

6.3 Participantes de las subastas

Para toda subasta de energía a plazo el efecto competitivo a medio-largo plazo depende claramente de quiénes sean los ganadores de la misma, puesto que estos agentes pueden o no convertirse en competidores estables.

³⁹ François Boisseleau, Paul Giesbertz, "Assessing Regulatory Measures in Electricity Markets: The Case of VPP in the Netherlands", 2005. La simulación descrita en el artículo, y realizada con el modelo SYMBAD (basado en funciones de oferta continuas) compara un escenario competitivo hipotético con varios escenarios alternativos: uno sin ventas virtuales, y otros con varios tipos de ventas virtuales. Los resultados indican que las ventas virtuales (en el orden del 10% de la potencia de los principales operadores) siempre reducen el precio de mercado, aún cuando este efecto es máximo en el caso de productos mixtos (punta y base) y se realiza en el segmento de tecnología cuya propiedad es más concentrada.

A partir de los informes de supervisión de las subastas se puede inferir lo siguiente:

(...)

(...)

(...)

En todo caso, aún conociendo la identidad de los compradores, es probablemente temprano para poder juzgar si las subastas están ayudando al establecimiento de competidores estables en España. Por otra parte, como se ha comentado en el apartado 5, (...). No es posible concluir, de momento, si estas operaciones de arbitraje tendrán un impacto pro-competitivo en el mercado mayorista al contado o en la actividad de comercialización en el medio-largo plazo.

La regulación actual de las emisiones primarias de energía no establece ninguna restricción especial sobre el tipo de compradores que puedan participar en las subastas, con la excepción de que no pertenezcan a los cuatro primeros operadores principales en el MIBEL.

Un número elevado de participantes, independientemente de su tipología fomenta naturalmente objetivos de liquidez y la exigencia de asegurar la competitividad de la subasta⁴⁰, pero puede no ser una solución óptima desde la perspectiva de la competencia en el mercado: a este fin puede resultar favorable que la energía subastada no se disperse excesivamente, de manera que sirva para crear generadores y/o comercializadores activos que compitan en el mercado con los operadores establecidos, siempre sin crear nuevas posiciones de dominio. Igualmente, sería preferible que los adjudicatarios fueran generadores y/o comercializadores que emplearan la energía adquirida con finalidad de suministro, antes que para operaciones especulativas y de *trading*.

⁴⁰ En su texto original, la Disposición Adicional Decimosexta, añadida a la Ley del Sector Eléctrico por la Ley 36/2003, de 11 de noviembre, preveía una limitación del 10% a la cantidad que cada participante podía demandar, que fue sucesivamente eliminada, sin ser reemplazada por otro límite, en la versión actual de dicha Disposición, modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. A este respecto se destaca que, en otros países, como en Francia por ejemplo, es práctica habitual el establecimiento de una cuota límite, alrededor del 30-50%, como medida para asegurar la competitividad de la subasta. En todo caso, los informes de supervisión de las subastas emitidos hasta la fecha por esta CNE, y en particular el referido a la segunda subasta EPE que se ha celebrado cuando ya estaba vigente la nueva versión de la Disposición Adicional Decimosexta, no han indicado la existencia de problemas en la competitividad de la subasta.

Esta participación puede conseguirse en principio de dos maneras: (1) mediante la oferta de productos de largo plazo, de tamaño suficientemente importante y con características de diseño adecuada, que puedan atraer participantes con vocación de entrada estable en el mercado, y/o (2) a través de la introducción de criterios de calificación más restrictivos para los participantes de la subasta, que requieran la presentación de planes de negocio de medio-largo plazo de construcción de centrales de generación y/o de suministro de electricidad a clientes finales.

A este respecto cabe mencionar, como ejemplo, los requisitos de calificación previa que se establecieron para la adjudicación del gas de Argelia, que se realizó en octubre de 2001 mediante un concurso-subasta. Para la fase del concurso los solicitantes tenían que aportar, según la Orden de 29 de junio de 2001, entre otros documentos los siguientes:

- *Memoria descriptiva de la previsión de actividad anual de la empresa en el periodo 2000-2005, con indicación expresa de aprovisionamiento (procedencia y volumen), número de clientes y ventas por áreas geográficas de actuación.*
- *Previsión documentada de incorporar al sistema gasista español, a partir del año 2003, una cantidad de gas natural igual o superior a la cantidad solicitada, indicando volumen de gas y su procedencia*

Asimismo, la referida Orden establecía que, entre las solicitudes presentadas se seleccionarían aquellas que aseguraran “*el cumplimiento de los objetivos perseguidos en cuanto al incremento del mercado liberalizado y aumento de la competencia a corto, medio y largo plazo*” y que solo éstas serían analizadas en función de su oferta económica.

La posibilidad de introducir requisitos de pre-calificación para fomentar la entrada estable y sostenible de nuevos competidores se contempla explícitamente en el citado informe de DG COMP⁴¹. En él se afirma que “*Si el programa de cesión [de energía] tiene la finalidad de fomentar nueva entrada en el mercado downstream, puede considerarse como*

⁴¹ Véase anexo 3, Informe de DG COMP, “*Antitrust remedies in the gas and electricity sectors. Discussion paper presented to the Energy Day 2007*”, Noviembre de 2007.

apropiado (por lo menos inicialmente) limitar la participación a compradores con un compromiso de inversión en dicha entrada". Además, se cita como ejemplo concreto el caso del programa de cesión de gas que se realizó en España en el periodo 2001-2003.

6.4 Ventas virtuales “genéricas” versus “específicas”

Otro aspecto del diseño de las subastas de energía que afecta de forma importante a su impacto sobre la competencia reside en la presencia o ausencia de una relación con una central o grupos de centrales de generación específicas.

La energía cedida en el caso de las emisiones primarias de energía no está asociada a ninguna central de generación específica. Esto implica que la nominación de dichas centrales en el mercado spot sigue bajo el control del propietario de las mismas, mientras los adjudicatarios de las opciones realizan en el mercado unas ofertas genéricas cuando deciden ejercerlas.

Un diseño alternativo sería una cesión de energía asociada a determinadas unidades de generación, donde los ganadores de las subastas serían los responsables, en lugar de los propietarios, de la nominación de estas unidades en el mercado spot. Desde una perspectiva de competencia este producto tendría la ventaja de ser mucho más similar a una desinversión real de activos, puesto que la estrategia de oferta sería transferida a un agente distinto del propietario, con incentivos nulos o muy reducidos a la elevación de los precios del mercado spot.

Por otra parte, su implementación en la práctica se enfrenta a una serie de limitaciones importantes. En primer lugar, sobre todo en el caso de cesiones aplicadas a centrales de ciclo combinado de gas, surgiría el problema de cómo “ceder” el derecho a utilizar el combustible, que normalmente es adquirido por la empresa titular como parte de un contrato de aprovisionamiento más amplio, para abastecer centrales y demanda convencional y también disponer de cierta flexibilidad para revenderlo en otros mercados. Además, pueden aparecer inflexibilidades logísticas o cláusulas de penalización (como las de *take or pay*) que en general hacen inviable este esquema, salvo dentro de una cartera de centrales muy grande o con limitaciones importantes al comprador en el uso. En

general, la vinculación de las subastas virtuales a centrales determinadas ligaría la disponibilidad de potencia a la disponibilidad de la propia planta, la cual sería difícilmente gestionable por el adjudicatario con independencia de su titular.

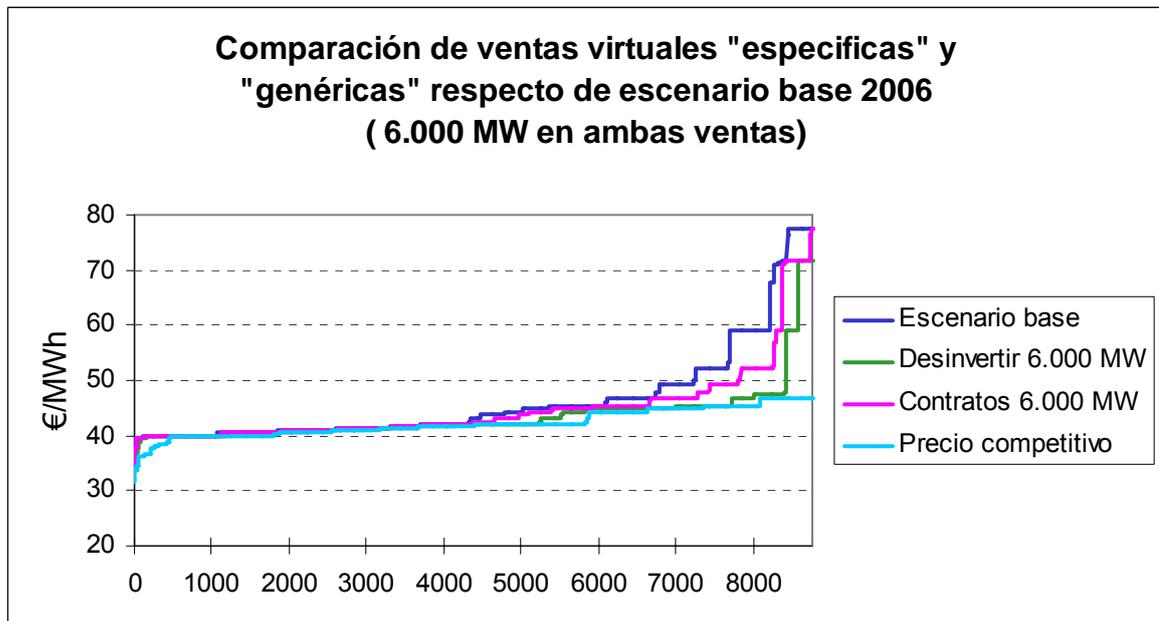
En segundo lugar, las cesiones genéricas se configuran como un producto más líquido y flexible, puesto que no requieren que el comprador conozca en detalle el funcionamiento de las plantas de generación y entienda sus estrategias de ofertas. En efecto, como ya se ha mencionado, la mayoría de las ventas virtuales implementadas en otros países tiende a estar asociada a la cartera completa de los vendedores.

Una combinación de ambos métodos puede ser la cesión genérica pero con precios con indexaciones a ciertos mix de combustibles.

Los ejemplos de programas de ventas virtuales específicas, asociadas a centrales específicas son muy limitados. A este respecto cabe mencionar el caso reciente de RWE, que ha firmado este año contratos de venta virtual de energía asociados a unos 525 MW de sus centrales de carbón, con un periodo de entrega entre 2009 y 2037, y a un precio de ejercicio indexado a los costes de generación de las centrales.

Una vez más, a título indicativo, se ha realizado, mediante el modelo ENERGEIA, una simulación que pretende comparar los efectos pro-competitivos de las cesiones de energía específicas (similares a unas desinversiones de capacidad) y las genéricas. Se han considerado varios escenarios que implican distintas cantidades, aún cuando, en aras a una representación más sencilla, se muestra en el cuadro siguiente solo el caso de cesiones de 6000 MW (cuando son específicas se han considerado esencialmente como asociadas a centrales de ciclo combinado y carbón). En el gráfico siguiente se muestran los precios estratégicos máximos asociados a cada escenario considerado y el hipotético precio competitivo de referencia.

Gráfico 4 Simulaciones ENERGEIA – ventas virtuales específicas versus genéricas



Las simulaciones realizadas indican que, independientemente de las cantidades cedidas, las cesiones de energía específicas, asociadas a determinadas plantas de generación (gas y carbón), siempre tienen efectos pro-competitivos superiores a las ventas virtuales no asociadas a ninguna central. En particular, en el caso de cesiones relacionadas con plantas específicas se nota que las ventas específicas consiguen un acercamiento del precio de mercado en casi todas las horas de demanda punta (menos las más extremas) al precio competitivo de referencia que simula el programa.

7 CONSIDERACIONES PRELIMINARES SOBRE EL IMPACTO PRO-COMPETITIVO DE LAS SUBASTAS CESUR

La caracterización de las subastas CESUR está orientada en primer lugar a proporcionar un instrumento transparente y competitivo de compra a plazo de energía para el suministro a tarifa de los distribuidores, evitando de tal manera la aparición de déficits tarifarios por diferencia entre el precio esperado en el mercado spot y el precio al que realmente se intercambia la electricidad. Al ser diseñadas expresamente para este fin las subastas CESUR cumplen por definición este objetivo, aún cuando este se está alcanzando de manera parcial, puesto que la cantidad de energía subastada es notablemente inferior a la suministrada a tarifa integral.

En cuanto a la contribución de este tipo de subastas al nivel de competencia en el mercado mayorista, con la experiencia acumulada hasta la fecha no es posible obtener conclusiones fiables. Cabe señalar, no obstante, dos elementos que limitan su impacto pro-competitivo.

Por una parte, la realización de estas subastas de manera repetitiva y en tiempos relativamente cercanos al suministro no permite garantizar que se produzca una desconexión de la estrategia de fijación de los precios en el mercado spot y en este instrumento por parte de los operadores con poder de mercado.

Por otra parte, el efecto sobre la competencia depende en buena medida de la participación de los operadores dominantes como vendedores en estas subastas, de manera que una mayor participación de los mismos supondría una menor cantidad de generación inframarginal cuya remuneración depende del precio del mercado spot y viceversa. A este respecto cabe recordar que esta participación no está asegurada, puesto que en las subastas CESUR, a diferencia de las EPE, los contratos no se imponen a unos operadores dominantes determinados, sino que se asignan a los ganadores de la subasta, que pueden ser generadores más pequeños, distintos de los operadores dominantes, u otros agentes como comercializadores y consumidores que actúen directamente en el mercado según el artículo 3 de la Orden ITC/400/2007.

Los resultados de las dos subastas CESUR celebradas hasta la fecha indican que el producto ofertado se ha repartido entre un número elevado de agentes de identidad distinta:

- En la primera subasta, del 19 de junio de 2007, unos 6500 MW de electricidad, a suministrar en carga base a las empresas distribuidoras, se adjudicaron a 21 agentes. En la segunda subasta, del 18 de septiembre de 2007, la misma cantidad se adjudicó a 18 vendedores, con características similares a los de la primera subasta.
- Según los informes de supervisión de las subastas emitidos por la CNE, en ambas subastas CESUR (...).
- Las cuotas y los índices de concentración calculados para ambas subastas presentan valores (...).
- (...)

La teoría económica más reciente⁴² indica que el impacto de los contratos a largo plazo sobre el poder de mercado en el mercado spot de electricidad puede ser muy distinto dependiendo de la identidad de los agentes adjudicatarios de los contratos.

En general, cuando los contratos se asignan a las empresas con posiciones de dominio (mayor tamaño y/o de menores costes) los contratos tienden, en el mejor de los casos, a mitigar sus incentivo a subir el precio de mercado y por tanto tendrían un impacto positivo para la competencia (este efecto se ha mostrado en el apartado 3).

Por otra parte, si una cantidad elevada de contratos se asigna a empresas que tienen menor capacidad de fijar precios (empresas con menor tamaño y/o mayores costes), el impacto sobre el nivel del precio de mercado tiende a ser muy reducido o en casos

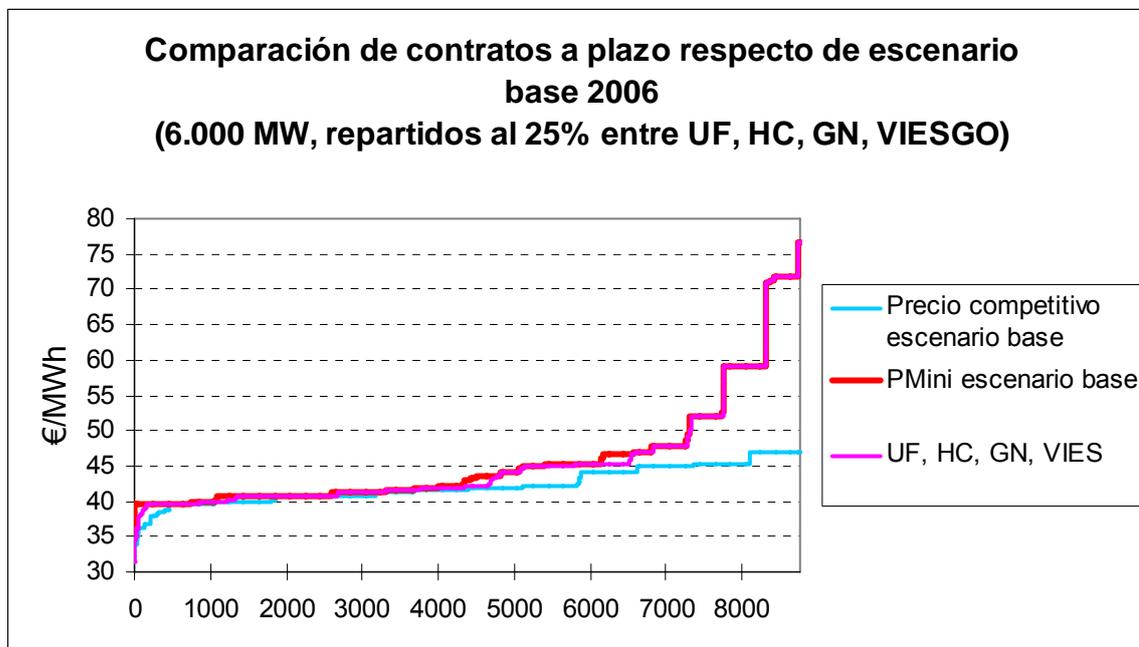
⁴² Natalia Fabra y María-Ángeles de Frutos, “*Forward Contracts and Competition in Multi-Unit Auctions*” (2007)

extremos hasta negativo. Esto puede suceder en los casos en que la cantidad de contratos asignada a estas empresas es muy elevada, lo que contribuye a eliminar su incentivo a jugar el papel de fijadoras de precios, dejando el mismo a las empresas de mayor tamaño que tienden a fijarlo a un nivel más alto.

Finalmente, esta teoría también predice que los contratos no tienen ningún impacto sobre la competencia si se asignan a empresas que no tienen capacidad de fijar precios (por ejemplo por su tamaño muy reducido o por tener un tipo de tecnología no fácilmente retirable). Debido a que estas empresas siempre realizan ofertas al coste marginal, su conducta no se ve afectada por la tenencia de contratos.

Las simulaciones realizadas a título orientativo con el modelo ENERGEIA, empleando los mismos supuestos que se han indicado para los otros ejercicios de simulación, confirman que, en el caso de repartir los contratos entre agentes distintos de IBERDROLA y ENDESA, no se observa ningún impacto significativo sobre el precio de mercado. En el caso que se muestra a continuación (un reparto hipotético de 6000 MW entre UNIÓN FENOSA, HIDROCANTÁBRICO, GAS NATURAL y VIESGO) no se aprecia ningún impacto relevante (la curva del precio estratégico en el caso con contratos se solapa en general con la del escenario base).

Gráfico 5 Simulaciones ENERGEIA – contratos a plazo asignados a agentes no dominantes



Este análisis preliminar sugiere que las subastas CESUR podrían no estar aportando una contribución muy significativa a la competencia en el mercado mayorista al contado. En efecto, por una parte el precio de la energía adquirida mediante estas subastas no parece desconectarse suficientemente del precio spot, y por tanto sigue estando sujeto a los mismos problemas de ejercicio potencial de poder de mercado que afectan al precio spot. Por otra parte, (...)

Finalmente, cabe subrayar que estas subastas, al desarrollarse de forma simultánea a las emisiones primarias de energía, han facilitado en gran medida el desarrollo de las mismas, constituyendo un mercado profundo donde es posible revender la energía adquirida en las EPE. Este efecto a su vez indica que la complementariedad de las dos subastas podría estar fomentando operaciones de *trading* mayorista con la energía adquirida en las subastas EPE, en alternativa a posibles ventas de la misma en el mercado minorista que podrían contribuir a fomentar la competencia en comercialización.

8 OBSERVACIONES FINALES Y SUGERENCIAS DE CAMBIOS NORMATIVOS

Las subastas EPE y CESUR que se han celebrado hasta la fecha han tenido un alto grado de aceptación en el mercado mayorista como instrumentos de contratación a plazo, añadiéndose a los ya existentes en el mercado organizado de OMIP y en el mercado OTC. En este sentido se puede afirmar que estas subastas están contribuyendo a fomentar la liquidez del mercado a plazo y a mejorar el aprendizaje de su funcionamiento, en un sistema que hasta fechas muy recientes dependía casi en exclusiva del aprovisionamiento de electricidad mediante el mercado spot.

Sin embargo, cabe subrayar que se trata de medidas de naturaleza obligatoria, impuestas por ley y que por tanto requieren de una justificación adecuada. En el caso de las subastas CESUR, de forma similar a las subastas realizadas en OMIP, la obligación de los distribuidores y comercializadores regulados de acudir a las mismas tiene su principal justificación en la necesidad de incorporar un precio de la energía en las tarifas de venta reguladas, mediante un mecanismo de contratación a plazo que sea lo más transparente y competitivo posible.

En cuanto a las subastas EPE, la imposición de una obligación de venta a IBERDROLA y ENDESA parece de difícil justificación como medida orientada únicamente a fomentar el desarrollo de unos instrumentos de gestión del riesgo de los agentes en un mercado liberalizado. Este objetivo es relevante, pero su implementación debería dejarse a mecanismos libremente elegidos por las partes, aún cuando se mantuviesen bajo la supervisión regulatoria los procedimientos de participación y de adjudicación de la energía⁴³. Por otra parte, la obligatoriedad de esta medida podría, en principio, encontrar

⁴³ En este sentido se expresa también el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, de junio de 2005: *“Un criterio general que se acepta casi unánimemente en la experiencia internacional es la dificultad de crear mercados a plazo de forma artificial. Es decir, que el motor básico de la contratación en este ámbito sólo puede ser el interés de los agentes en realizar contratos de cobertura de largo plazo, y que esto no debe ser algo que se fuerce desde la regulación. El papel de las autoridades en este sentido debe ser el de eliminar obstáculos regulatorios que puedan dificultar el funcionamiento del mercado o su aparición, pero no el de crear reglas que de una u otra forma impongan la obligación de hacer uso del mercado a plazo. Serán los propios agentes, motivados por la voluntad de gestionar sus riesgos, los que voluntariamente decidan dar o no liquidez al mercado a plazo.”*

su razón de ser si la contratación a plazo fuera diseñada para resolver un problema de competencia bien identificado.

Esta conexión parece estar poco justificada en el programa actual de las subastas EPE, principalmente debido a las siguientes características (por las razones que se han detallado a lo largo de este informe):

- Ausencia de una metodología pública, en la que se identifiquen claramente los abusos (existentes o potenciales) y las barreras a la entrada que el programa pretende corregir, tanto en el mercado mayorista como en el minorista, y sobre la base de la cual se establezca la necesidad de las subastas EPE, las cantidades y el tipo de producto objeto de las mismas.
- Duración reducida de los programas en sus distintas dimensiones (cortos periodos de entrega, escasa antelación de la fecha de celebración de la subasta, repetición frecuente de las subastas) que puede inducir los operadores dominantes a actuar en el mercado de contado teniendo en cuenta el efecto de los precios spot sobre los mercados a plazo y, en particular, sobre las futuras emisiones primarias.
- Riesgo de que los ganadores de las subastas utilicen la energía adquirida esencialmente para realizar operaciones de arbitraje de corto plazo y no se conviertan en competidores efectivos de los operadores establecidos una vez llegue a su terminación el programa de subastas vigente.

Estas valoraciones están en línea con el creciente escepticismo a nivel europeo sobre la eficacia real de las ventas virtuales de capacidad para mitigar el poder de mercado y fomentar en general la competencia, escepticismo que se ha manifestado en el ámbito del grupo de trabajo *Energy Competition Network*, que reúne representantes de los reguladores energéticos y de las autoridades de la competencia de los estados miembros, y es liderado por DG COMP y DG TREN⁴⁴.

⁴⁴ Véase anexo 3, documento de discusión de DG COMP “*Antitrust remedies in the gas and electricity sectors. Discussion paper presented to the Energy Day 2007*”, que se recoge en el Anexo 3 de este informe.

Por todo lo anterior, aún reconociendo la importante contribución inicial de las EPE al fomento de la liquidez del mercado a plazo, y su impacto potencialmente pro-competitivo sobre los mercados a plazo y, en particular, sobre el resultado de las subastas CESUR, creemos que debería iniciarse una nueva etapa en el desarrollo de este programa. En ella deberían ante todo aclararse los objetivos que se pretenden perseguir y diseñar los productos de forma consecuente.

A este respecto, si se acabara estableciendo el objetivo de fomentar la contratación a plazo como mecanismo de gestión de riesgo, este no se debería perseguir mediante una obligación de venta impuesta a determinados operadores dominantes, sino dejando que esta decisión fuera voluntaria y proporcionando las reglas y la supervisión adecuada para garantizar que las subastas se realizaran de forma transparente, no-discriminatoria y competitiva. En este sentido el programa vigente de subastas EPE, con sus características actuales que tienden a asimilarlo a un instrumento “estándar” de contratación a plazo podría transformarse en un programa voluntario, que en todo caso seguiría realizándose, por lo menos en una primera fase, bajo la supervisión de la CNE.

Por otra parte, si se definiera con claridad el objetivo de promoción de la competencia, a partir de unos problemas bien identificados, sea relacionados con potenciales abusos de poder de mercado de los operadores dominantes, sea con la existencia de barreras a la entrada, podría justificarse la introducción de otro programa de ventas virtuales de capacidad, de naturaleza obligatoria, con características adecuadas para alcanzar el objetivo propuesto (este nuevo programa podría coexistir con el de naturaleza voluntaria orientado al fomento de la contratación a plazo). Debido a que la Disposición Adicional Decimosexta de la Ley 54/1997 no prevé explícitamente la realización de emisiones primarias de energía para la promoción de la competencia sería necesario analizar los aspectos jurídicos y las modificaciones, legales o reglamentarias, que deberían en su caso introducirse a este fin.

A la luz del análisis realizado en este informe, y sin perjuicio del diagnóstico que se realice más adelante, parece aconsejable, a priori, que este programa sea orientado a dos objetivos. El primero, de medio-largo plazo, sería el de incentivar la entrada de nuevos agentes que puedan establecerse como generadores/comercializadores y competir de

manera efectiva en los mercados mayorista y minorista⁴⁵. El segundo sería un objetivo de corto plazo, enfocado a mitigar el potencial ejercicio de poder de mercado de forma transitoria, mientras se desarrolle el programa y vayan entrando nuevos competidores en el mercado.

La introducción del programa deberá en todo caso fundarse en un diagnóstico inicial que evidenciara que la adquisición de energía por parte de los competidores nuevos o incipientes no sería igualmente factible o atractiva en el mercado spot y a plazo existentes.

Asimismo, la introducción de elementos orientados a la mitigación del poder de mercado deberá basarse en una identificación adecuada del problema a resolver. A este respecto se señala que, como han demostrado las experiencias de ventas virtuales realizadas en España y en Europa hasta la fecha, idear un diseño del producto que consiga el objetivo de mitigar los incentivos al ejercicio de poder de mercado de los operadores dominantes en el mercado mayorista eléctrico puede revelarse de difícil implementación en la práctica, debido en general a que, en presencia de mercados suficientemente líquidos de derivados de energía los precios de las ventas virtuales tienden a reflejar el precio spot más reciente⁴⁶.

A este problema debe añadirse además la consideración de la posición verticalmente integrada de los principales operadores energéticos en España y de su capacidad, en general, de retener/fidelizar clientes en el mercado minorista. En este contexto, el empleo de los contratos de energía mayorista a plazo como instrumento de mitigación del poder de mercado podría no ser de mucha utilidad, justificándose, en su caso, el empleo de medidas adicionales (como consecuencia, por ejemplo, de la detección algún abuso

⁴⁵ Asimismo, como se ha indicado en el apartado 6.2, la posibilidad de nueva entrada en el mercado minorista requiere que se elimine la barrera regulatoria de unas tarifas reguladas que no reflejan por completo y en tiempo real a los costes subyacentes.

⁴⁶ A esta conclusión parece llegar también el citado informe de la DG COMP, incluido en el anexo 3: *“The outcome of the bidding process implies that the value attributed to the released products by the bidders closely resembles wholesale market prices prevailing on or around the date of the auction. These products, being at least broadly but often closely substitutable, will be bid up to a level at which arbitrage possibilities no longer exist. This means that the dominant firm may in fact be indifferent between selling inside and outside the release programme. It is likely to secure virtually the same price, implying that the scope for price competition at the next level is limited. There is no easy way to overcome this problem.”*

relacionado con la oferta de unidades de generación a precio demasiado elevado o con la retirada de los mismos se podrían considerar una combinación de sanciones e imposición de contratos con precios controlados que sean eficaces para eliminar las consecuencias y evitar la repetición del abuso.⁴⁷⁾

Sin perjuicio de los detalles que puedan elaborarse más adelante, se indican a continuación algunas características deseables del programa para promover la competencia en el mercado mayorista al contado y en la actividad de comercialización:

- La venta virtual de capacidad debería abarcar un periodo suficientemente largo (por ejemplo unos 3-4 años en función de los requisitos de precalificación que se comentan a continuación) y realizarse mediante una subasta única, que se celebraría con cierta antelación respecto al comienzo del periodo de entrega (por ejemplo unos 3 meses antes), con el fin de evitar que los operadores dominantes realicen ofertas en el mercado de contado teniendo en cuenta el efecto de los precios spot sobre los mercados a plazo y las futuras emisiones primarias en particular.
- La participación en la subasta debería estar condicionada al cumplimiento de requisitos de precalificación que limiten su entrada a generadores y comercializadores (distintos de los operadores dominantes) con planes de negocio a largo plazo (por ejemplo a 5 años. Requisitos similares a los que se establecieron en el programa de cesión de gas de Argelia de 2001-2003).
- Las características del producto deberían reflejar en la mayor medida posible el contenido económico de las centrales de generación, creando verdaderas “centrales sintéticas”. De cara a conseguir un mayor equilibrio entre agentes, podría ser recomendable que estas características se estableciesen con referencia a las tecnologías marginales, y, de estas, particularmente aquellas no reproducibles (las que difícilmente puedan tener un desarrollo a futuro como es el caso de la gran

⁴⁷ Se cita nuevamente, como ejemplo, el precedente de ENEL en Italia, que fue declarada culpable de abusar de su posición de dominio en el mercado mayorista. El remedio principal fue un programa de ventas de capacidad virtual con precio controlado (mediante la imposición de un límite superior) por la autoridad de competencia italiana (AGCM).

hidráulica con embalses de regulación). En este sentido, y teniendo en cuenta la duración de largo plazo, las emisiones tomarían la forma opciones de compra, con precio de ejercicio variable, a determinarse por una fórmula de indexación (que aprobaría la CNE), relacionada con la evolución de los costes más representativos de la tecnología reproducida (un mix de costes de combustibles, fundamentalmente carbón y gas natural, el coste del derecho de emisión de CO₂ y el tipo de cambio €/\$.)

- El producto estaría asociado a la cartera completa de los operadores dominantes en cuestión, esencialmente por motivos prácticos, puesto que la vinculación a centrales determinadas ligaría la disponibilidad de potencia a la disponibilidad de la propia planta, la cual sería difícilmente gestionable por el adjudicatario con independencia de su titular.
- La cantidad a subastar se determinaría principalmente sobre la base de un análisis de mercado, dirigida a establecer el tamaño mínimo eficiente y/o el número de nuevos entrantes que se pretendan atraer en generación/comercialización⁴⁸. Asimismo, el volumen a subastar y el periodo de entrega tendría en cuenta un diagnóstico inicial de la situación de competencia en el mercado mayorista, y en particular la demanda residual esperada de los generadores y el incentivo a realizar estrategias de retirada de capacidad en determinados periodos del año. En este sentido no debería dejarse a los adjudicatarios completa libertad de elección del periodo de entrega de la opción de compra, más allá de las flexibilidades relacionadas con el proceso de suministro, puesto que este periodo podría no coincidir con aquel identificado en el diagnóstico de competencia.
- El producto subastado debería tener un perfil suficientemente flexible en cuanto a su modulación temporal para ajustarse a las necesidades del adquirente de atender una determinada demanda

⁴⁸ Para que este proceso se realice con garantías de éxito será necesario que, además, al mismo tiempo, las tarifas reguladas de ventas de electricidad desaparezcan o sean fijadas de forma aditiva para no tener un impacto distorsionador sobre el desarrollo de la competencia.

En resumen, se propone revisar el planteamiento de fondo de las actuales subastas de emisiones primarias de energía, también a la vista de los planes de una posible celebración conjunta de subastas virtuales de capacidad en el ámbito del MIBEL. Por tanto, si se considerara que estas subastas deben estar enfocadas esencialmente hacia el fomento de la contratación a plazo, como instrumento de cobertura de riesgo, parecería adecuado pasar a una nueva fase de su desarrollo, caracterizada por una eliminación de la obligatoriedad que existe en el programa actual. Y, finalmente, si se valorara que existen problemas de competencia que las subastas virtuales pueden contribuir a resolver, sería necesario el establecimiento de un instrumento adicional más eficaz, de naturaleza obligatoria para los operadores con posiciones de dominio, orientado principalmente a incentivar la nueva entrada en el medio-largo plazo en los mercados de generación y comercialización y, en la medida de lo posible, a mitigar en el corto plazo el ejercicio potencial de poder de mercado que se haya previamente detectado. En todo caso, como condición previa a la implantación de este tipo de medidas deberían solucionarse todos aquellos aspectos que pueden distorsionar el funcionamiento del mercado minorista, como por ejemplo la estructura actual de las tarifas eléctricas.

El Consejo de la CNE ha acordado, en el marco del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, según el cual la CNE podrá proponer nuevas subastas virtuales de energía con el fin de mitigar el poder de mercado estructural, que se abra un expediente interno cuyo fin sea la realización de una propuesta concreta que desarrolle el contenido de este informe.

9 ANEXO 1

Durante los últimos años las condiciones estructurales que afectan al grado de competencia en el mercado mayorista eléctrico han registrado cambios importantes, relacionados tanto con los costes de producción subyacentes, como con factores estructurales de demanda y oferta. En una primera parte de este anexo se presentan una serie de indicadores que pretenden sintetizar estos cambios durante el periodo 2005 - 2007.

Asimismo, en una segunda parte del anexo se consideran las previsiones de corto plazo (2008) del crecimiento de demanda, potencia y precios de combustibles con el fin de valorar, mediante un ejercicio de simulación con el modelo ENERGEIA, el grado de continuidad de la coyuntura actual y el correspondiente reflejo sobre los precios de mercado. A su vez esta simulación puede servir como punto de partida para orientar, de forma preliminar e indicativa, la decisión sobre medidas regulatorias futuras para mitigar el poder de mercado.

9.1 Indicadores de costes y estructura de mercado durante el periodo 2005 - 2007

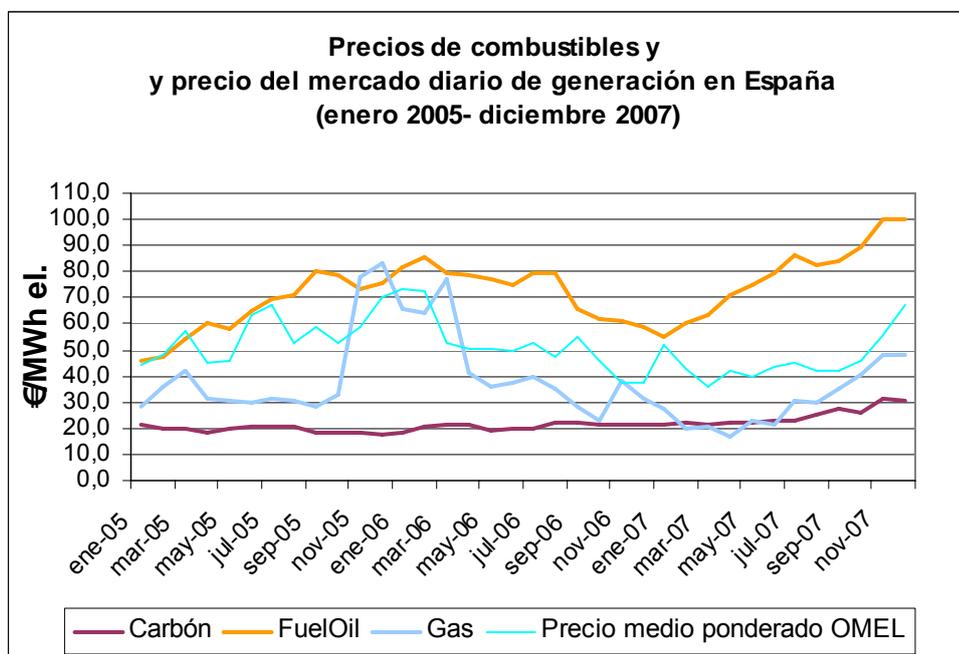
9.1.1 Evolución de los precios de los combustibles y de la hidráulicidad

Después de una fase de crecimiento, alternada con caídas puntuales, durante 2005, el precio de la generación eléctrica en el mercado diario español⁴⁹ ha ido disminuyendo de forma continuada en 2006 y hasta marzo de 2007, alcanzando los 30 €/MWh, y mostrando desde entonces una tendencia nuevamente alcista.

⁴⁹ En 2005 la casi totalidad de las transacciones de energía se realizaba en el mercado diario. Esta situación está evolucionando de forma paulatina, con el crecimiento de la contratación bilateral. En agosto de 2007, según la información publicada en el Boletín del MIBEL, la contratación en el mercado diario representaba el 53% sobre el total del mercado de producción en España, el 13% se intercambiaba en las otras sesiones del mercado organizado de OMEL y el restante 34% era representado por contratación bilateral. De todas formas, el precio del mercado diario sigue representando la principal referencia para la fijación de los precios en los contratos bilaterales.

Como puede apreciarse en los gráficos siguientes, esta evolución del precio de la electricidad al por mayor está especialmente en línea con el fuerte descenso en el precio del gas natural y de la cotización de los derechos de emisión de CO2 durante todo el año 2006⁵⁰, y con la mejora en las condiciones de hidraulicidad durante varios meses de 2006, que ha redundado en una mayor producción hidráulica. Por su parte, el fuel oil disminuye durante el mismo periodo, pero de forma menos acusada con respecto a los otros combustibles fósiles.

Gráfico 6 Evolución de los precios de los combustibles fósiles* y de la electricidad



Fuentes:

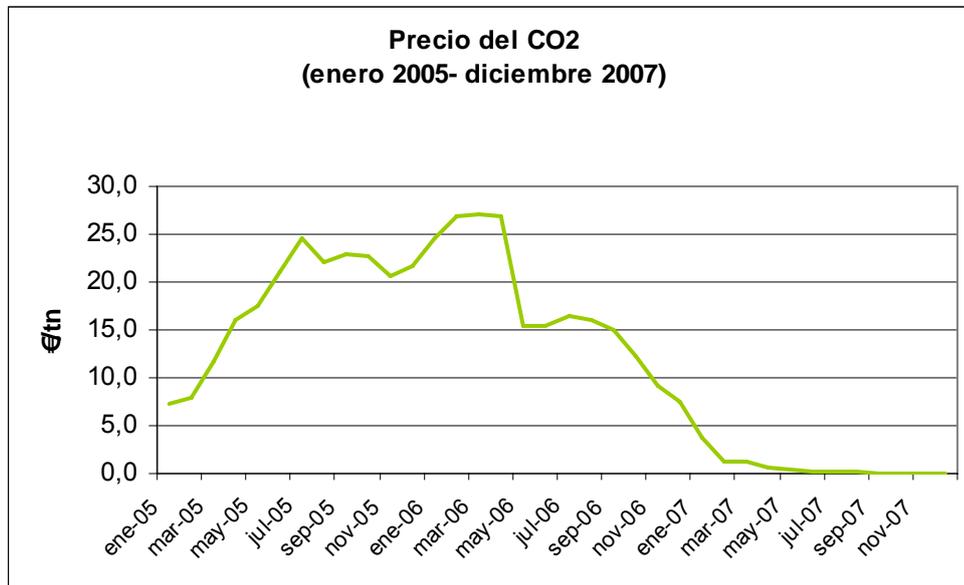
Precio medio ponderado en el mercado diario de OMEL
 Precio del fuel oil: LSFO/1% Med CIF Cargo, Platt's
 Precio del gas natural: Zeebrugge, 24 Hr/Day, Platt's
 Precio del carbón: índice MCIS -NW Europa/McCloskey's Coal Report

* Los precios de los combustibles fósiles se han expresado en €/MWh eléctricos empleando las siguientes conversiones: para el gas 1kWh eléctrico=2 kWh gas (aprox.); para el fuel 1kWh eléctrico=3,4 kWh gas; para el carbón 1kWh eléctrico=3,5 kWh carbón.

Los precios de los combustibles fósiles no incluyen el coste de los derechos de CO2.

⁵⁰ La disminución del precio del CO2 está a su vez relacionada en buena parte con una distribución inicial en exceso de los derechos de emisión

Gráfico 7 Evolución del precio spot de los derechos de emisión de CO2 en el European Climate Exchange



Fuente: Pointcarbon

Gráfico 8 Evolución de la producción hidráulica



Fuente: REE

9.1.2 Nueva entrada de potencia

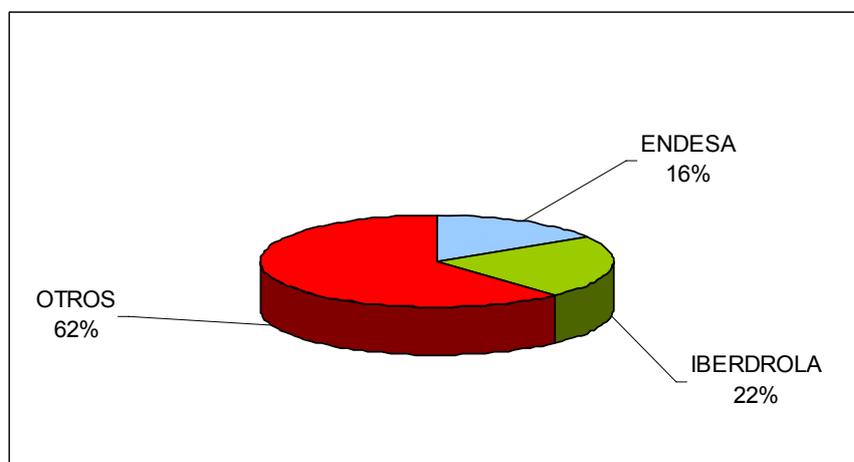
El descenso de los precios de mercado en 2006 y durante los primeros meses de 2007 ha coincidido también con un aumento significativo de la potencia instalada, en el régimen ordinario y en el especial, que se recoge en el Cuadro 8 y en el Cuadro 9.

La nueva potencia de generación eléctrica que se ha instalado en 2006 y que se prevé instalar a finales de 2007 y en 2008 en el régimen ordinario asciende a un total de casi 7500 MW, representando un incremento acumulado de más del 13,5% con respecto a la potencia instalada a finales de 2005 (54.829 MW). Los detalles de este crecimiento se muestran en los cuadros siguientes, de los cuales es importante destacar dos aspectos: (1) el 100% de la potencia instalada o prevista es de centrales de ciclo combinado de gas; (2) el 62% de la misma se ha realizado o se realizará por empresas distintas de los operadores que ostentan mayores cuotas de mercado, ENDESA e IBERDROLA.

Cuadro 8 Potencia de generación eléctrica instalada y prevista en el Régimen Ordinario

Promotor	Central Ciclo combinado	Potencia (MW)	Fecha entrada en operación
Fecha inicio de operación en 2006:			
ELECTRABEL	Castelnou	731	jun-06
ENDESA	Colón 4	398	dic-06
AES ENERGIA	El Fangal 1	390	nov-06
AES ENERGIA	El Fangal 2	394	nov-06
AES ENERGIA	El Fangal 3	394	nov-06
IBERDROLA	Escombreras 6	814	nov-06
TOTAL 2006		3.121	
Fecha inicio de operación en 2007:			
GLOBAL 3	Escatrón	285	2T 2007
UNION FENOSA	Sabón	400	4T 2007
HIDROCANTABRICO	Castejón 2	400	4T 2007
VIESGO	Escatrón	800	4T 2007
ENDESA	Puentes	800	4T 2007
TOTAL PREVISTO 2007		2.685	
Fecha inicio de operación en 2008:			
IBERDROLA	Castellón 4	850	1T 2008
HIDROCANTABRICO	Soto de Ribera 4	400	3T 2008
GAS NATURAL	Málaga	400	2S 2008
TOTAL PREVISTO 2008		1.650	
TOTAL 2006-2008		7.456	

Gráfico 9 Propiedad de la nueva potencia instalada o en fase de construcción (2006-2008)



Fuente (Cuadro 8 y Gráfico 6): REE y CNE (datos elaborados por la DEE para el Informe Marco sobre Cobertura de la Demanda)

Por su parte, en lo que concierne al régimen especial, cabe señalar un aumento todavía más significativo. En efecto, para finales de 2008 se espera que la potencia instalada de centrales de cogeneración y energía renovable alcance unos 27.650 MW, implicando un incremento de más del 44% respecto de la potencia instalada a finales de 2005 (19.142 MW).

Cuadro 9 Crecimiento de la potencia de generación eléctrica instalada y prevista en el régimen especial durante el periodo 2006-2008

Potencia Instalada (MW)	2006	2007	2008
Cogeneración	5.936	6.432	7.000
Solar (PV y Termoeléctrica)	139	409	900
Eólica	11.744	13.288	14.980
Hidraulica	1.846	2.000	2.000
Biomasa y biogas	537	898	1.520
Residuos	592	600	600
Tratamiento de Residuos	624	625	650
Total	21.418	24.252	27.650

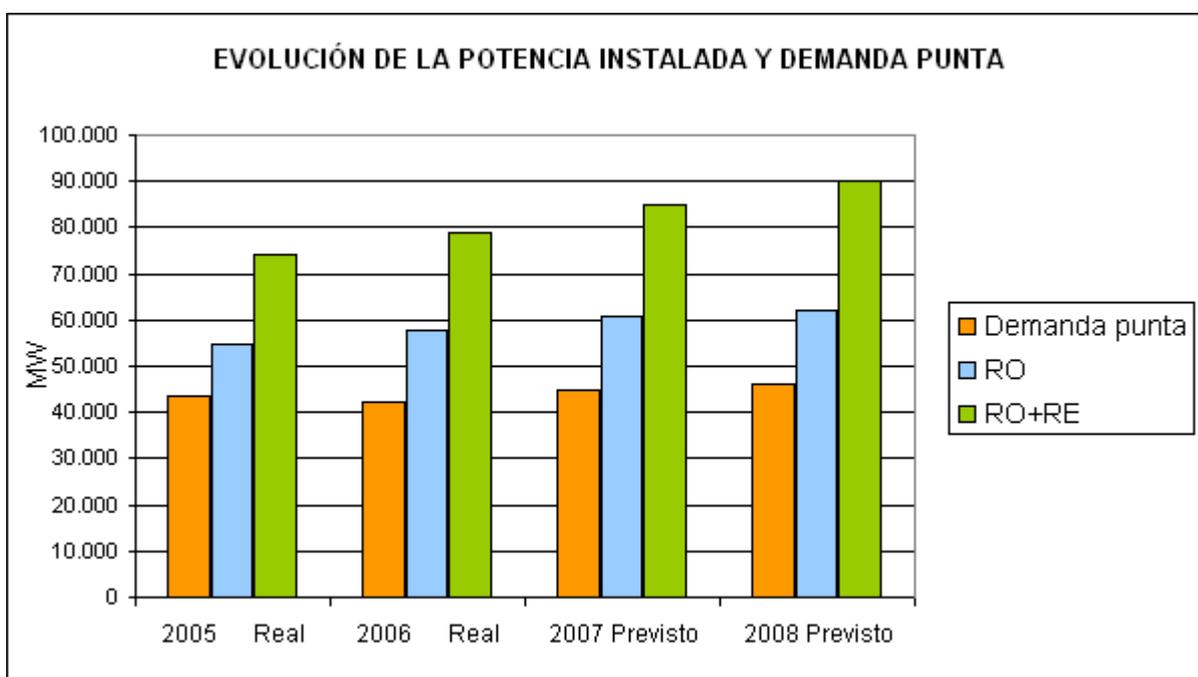
Fuente: CNE (datos elaborados por la DEE para el Informe Marco sobre Cobertura de la Demanda)

9.1.3 Evolución de la relación entre potencia instalada/prevista y demanda punta

En el periodo considerado, entre 2006 y 2008, la demanda punta en España ha crecido, y se espera siga creciendo, a un ritmo bastante inferior al de la potencia instalada y prevista. Considerando el periodo entero, se prevé que la tasa de crecimiento acumulada de la demanda se sitúe en el entorno del 6,5%, mientras la potencia instalada se incrementará más del 21%, debido en particular al aumento en el régimen especial. Como consecuencia, se espera un aumento en el margen de cobertura de la demanda: el ratio entre potencia instalada y demanda pasaría desde un valor de 1,71 en 2005 a casi 2 en 2008. Por otra parte, los valores absolutos de este ratio deben considerarse con cautela, puesto que no reflejan la potencia neta efectivamente disponible para atender a la demanda (en el caso de los recursos hidráulicos y de la energía eólica la potencia instalada puede ser considerablemente superior a la potencia neta disponible).

Gráfico 10 Comparación entre el crecimiento de la potencia instalada y el de la demanda punta

Unidad: MW	2005 Real	2006 Real	2007 Previsto	2008 Previsto	Tasa de crecimiento acumulada en el periodo
Demanda Punta	43.378	42.153	44.700	46.200	6,51%
Potencia instalada RO	54.829	57.945	60.630	62.280	13,59%
Potencia instalada RE	19.142	20.809	24.252	27.650	44,45%
RO+RE	73.971	78.754	84.882	89.930	21,57%
Ratio potencia/demanda	1,71	1,87	1,90	1,95	



Fuente: REE y CNE (datos elaborados por la DEE para el Informe Marco sobre Cobertura de la Demanda)

9.1.4 Indicadores de concentración

Los indicadores de concentración aportan una primera idea sobre los incentivos de las empresas a ejercer poder de mercado: cuanto mayor sea la participación de una empresa en el mercado, mayor será su interés, *ceteris paribus*, a que los precios que remuneran el total de su producción sean elevados, y, por tanto, mayor será el interés a realizar pujas por encima del coste marginal.

La capacidad potencial de ejercer poder de mercado puede medirse tanto con referencia a la potencia instalada disponible, como sobre la base de la energía realmente producida. La primera medida tiene la ventaja de ser una variable estructural que no está afectada por el comportamiento estratégico de las empresas, pero puede ignorar determinadas restricciones a la utilización de la potencia (en particular la hidráulica y la eólica) y acabar sobreestimando el poder de mercado existente. La segunda no presenta este problema, puesto que mide la participación realmente observada de las empresas en el mercado, aún cuando tiene el inconveniente de incorporar su conducta estratégica. A efectos de analizar la evolución histórica reciente de la concentración en el mercado, se ha considerado más adecuado emplear los indicadores basados en la generación realizada.

En lo que concierne a la generación total, los gráficos siguientes muestran en general un descenso significativo del HHI⁵¹ horario, calculado con referencia a la energía producida en el mercado eléctrico español⁵² en cada una de las 8760 horas del año, durante los años considerados. Se ha tomado una medida horaria del HHI en lugar de una simple media anual para reflejar adecuadamente su variabilidad, debido a las fluctuaciones en la demanda y por tanto en el mix de tecnologías empleadas para atender dicha demanda.

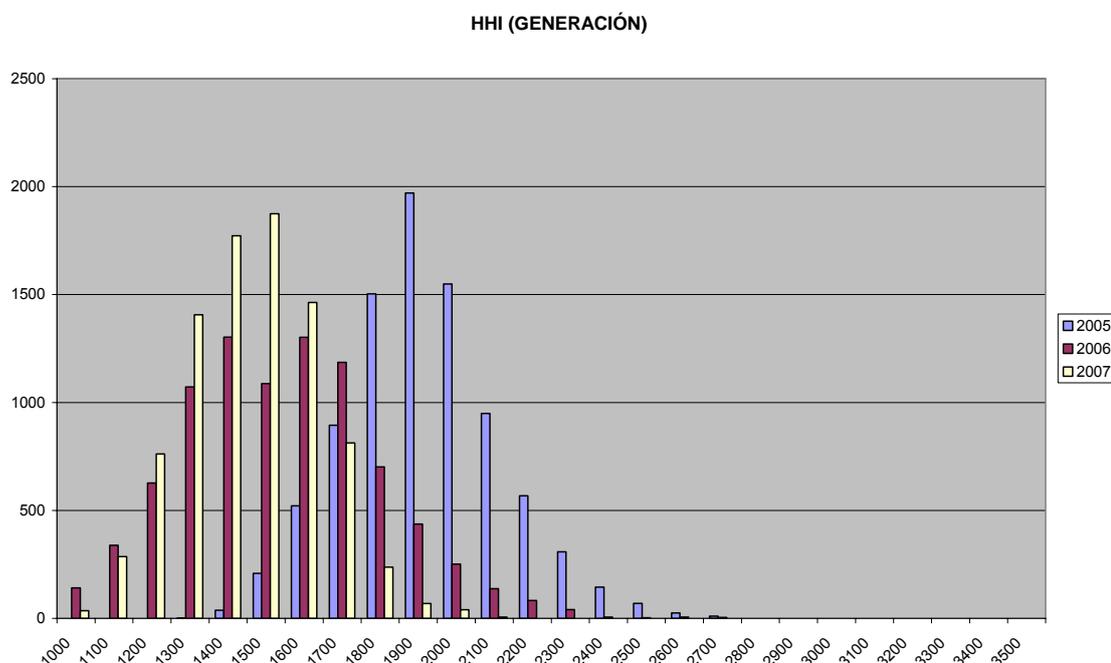
En el gráfico siguiente se muestra la frecuencia (medida en número de horas) de los HHIs registrados en 2005, 2006 y 2007 (por ejemplo: el gráfico indica que en 2005 se ha

⁵¹ Este índice se construye como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de todas las empresas del mercado y por lo tanto toma valores entre 0 (competencia perfecta) y 10.000 (monopolio).

⁵² Durante los tres años considerados se ha tomado como referencia el mercado español, a pesar de la entrada en funcionamiento del Mercado Ibérico el 1 de julio de 2007. Esto se justifica por el hecho de que, en una gran mayoría de horas (70%-80%), durante el segundo semestre de 2007, el mercado español y portugués han funcionado de manera desacoplada, dando lugar a precios distintos.

registrado un nivel de concentración de 1900 en 2000 horas, mientras el mismo se ha observado tan solo en poco más de 400 horas en 2006). Claramente, el histograma de 2006 se sitúa a la izquierda del de 2005, mostrando que, en la gran mayoría de las horas, el HHI registrado ha sido inferior a 2000, mientras que para el 2005 el resultado indicaba un HHI generalmente superior a 2000⁵³. Asimismo, el gráfico muestra que la tendencia a la disminución del HHI sigue también en 2007, año durante el cual el HHI fue inferior a 2000 en casi todas las horas.

Gráfico 11 Histograma del índice de concentración HHI horario para el mercado de generación eléctrica (2005, 2006 y 2007)



Fuente: CNE y OMEL, base datos SGIME

La evolución de las cuotas de mercado de los principales agentes en el mercado de generación eléctrica también indica una reducción en el nivel de concentración, debido en particular a la reducción en la cuota del primer operador, ENDESA, que pasa del 30,3% en 2005 al 25,8% en 2007. Por su parte, IBERDROLA mantiene una cuota relativamente constante, alrededor del 20%. Correspondientemente, se registra un aumento de la cuota

⁵³ 2000 es un umbral indicativo de referencia en la normativa europea sobre concentraciones empresariales, por debajo del cual se considera que la estructura de mercado no debería ser problemática desde una perspectiva de competencia, aún cuando cada caso debe ser valorado de forma específica teniendo en cuenta las características específicas del mercado en cuestión, como la elasticidad de la demanda y las tecnologías de producción existentes.

del principal nuevo entrante, GAS NATURAL, que en de 2005 tenía el 3,1% y en 2007 alcanzó casi el 6%.

Cuadro 10 Cuotas de mercado de los principales agentes en el mercado de generación eléctrica (2005, 2006 y 2007)

Generación total	2005	2006	2007
ENDESA	30,3%	27,7%	25,8%
IBERDROLA	20,3%	20,3%	19,3%
GAS NATURAL	3,1%	6,3%	5,9%
HIDROCANTÁBRICO	5,7%	5,1%	5,0%
UNIÓN FENOSA	10,3%	10,3%	11,1%
VIESGO	2,9%	2,0%	2,2%
OTROS	5,0%	5,5%	6,1%
RÉGIMEN ESPECIAL	18,8%	17,7%	19,6%
IMPORTACIONES	3,7%	5,0%	5,0%

Fuente: CNE y OMEL, base datos SGIME

La importancia de estos resultados debe ser matizada, puesto que la concentración medida con respecto a la totalidad de la generación no refleja la diferente forma en que las distintas tecnologías pueden afectar al precio de mercado, como se explica más adelante. La menor concentración observada respecto del total de energía generada puede explicarse en buena medida en relación con el aumento de la contribución de las centrales del régimen especial, que, por otra parte, son generalmente tomadoras de precio y no contribuyen a la fijación del precio de mercado⁵⁴.

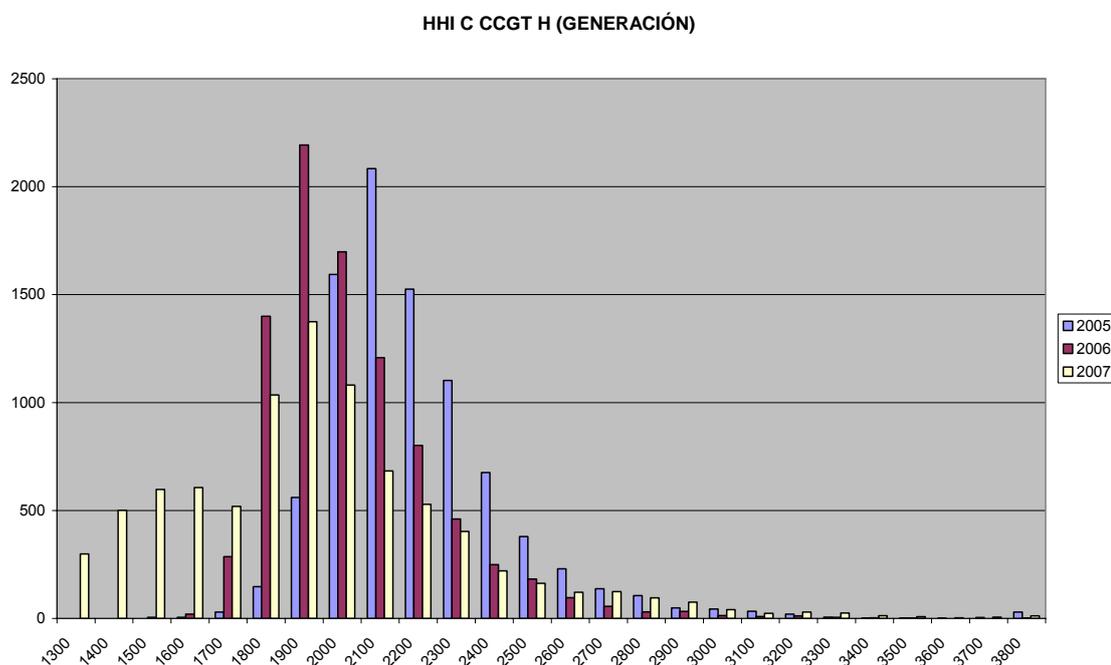
Conjuntamente al tamaño, el *mix* tecnológico de un generador también influye en su capacidad e incentivos a actuar de forma estratégica para modificar los precios en su beneficio. En general, la capacidad de retirar producción del mercado (o de realizar pujas elevadas) de forma rentable depende de la tecnología de producción, tanto en lo que respecta a sus costes variables de producción, como a sus características técnicas. Las

⁵⁴ No obstante, en la medida en que pertenece a una empresa de gran tamaño, con una cartera diversificada de unidades de generación, una cantidad significativa de centrales inframarginales tiende a proporcionar a esta empresa un incentivo mayor a realizar ofertas de precio elevadas o retiradas estratégicas de capacidad.

centrales económicamente retirables son aquellas que en un determinado periodo son a la vez competitivas (su coste incremental es inferior y relativamente cercano al precio de mercado) y técnicamente retirables (la producción puede ser reducida sin costes significativos). Cuanto mejor se cumplan estas dos condiciones, mayor será la capacidad de retirar producción del mercado de forma rentable, es decir incurriendo en un coste inferior al beneficio que la decisión conlleva. Esta estrategia puede forzar la entrada de otras centrales con coste marginal más elevado y por tanto elevar el precio por encima de su nivel competitivo.

Por las razones anteriores, se han calculado también los índices de concentración horarios HHI referidos a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen, y que, por tanto, afectan a la determinación del precio de mercado, es decir: carbón, ciclo combinado y energía hidráulica regulable.

Gráfico 12 Histograma del índice de concentración HHI horario para el mercado de generación eléctrica, solo tecnologías retirables y marginales (2005, 2006 y 2007)



Fuente: CNE y OMEL, base datos SGIME

Los gráficos anteriores indican que también en las tecnologías retirables y marginales se está observando un descenso en el nivel de concentración durante el periodo 2005-2007. Por otra parte, cabe destacar que se trata de un descenso bastante inferior al observado para la totalidad del parque de generación: en efecto, los HHI horarios de 2006 y 2007 siguen situándose por encima del umbral indicativo de referencia de 2000 durante más del 50% de las horas.

En términos de cuotas de mercado de las principales empresas, se puede observar que el menor nivel de concentración en estas tecnologías se ha debido esencialmente, como en el caso de la generación total, a una reducción importante, en el periodo considerado, en la cuota de mercado de ENDESA (desde el 37,1% al 31%) y a un aumento en la cuota de GAS NATURAL (desde el 5,4% al 10,1%) y de otros agentes (desde el 8,4% al 10,3%). Se destaca que la cuota de IBERDROLA ha bajado de forma despreciable (desde el 21,1% al 20,5%), posiblemente debido, una vez más, al aumento en la potencia hidráulica disponible que puede haber compensado la pérdida de cuota asociada a la entrada de nuevos ciclos combinados de gas de otros agentes.

Cuadro 11 Cuotas de mercado de los principales agentes en el mercado de generación para determinadas tecnologías retirables y marginales

Generación C CCGT H	2005	2006	2007
ENDESA	37,1%	32,6%	31,0%
IBERDROLA	21,1%	20,6%	20,5%
GAS NATURAL	5,4%	10,8%	10,1%
HIDROCANTÁBRICO	9,0%	8,1%	7,8%
UNIÓN FENOSA	14,1%	14,9%	16,6%
VIESGO	5,0%	3,5%	3,7%
OTROS	8,4%	9,5%	10,3%

Fuente: CNE y OMEL, base datos SGIME

9.1.5 Indicadores de “pivotalidad”

La relación entre demanda y potencia disponible en un periodo dado es un determinante fundamental del grado de competencia en el mercado. En situaciones de márgenes de cobertura elevados la presión competitiva tiende a inducir a las empresas a realizar ofertas iguales a su coste marginal. Por otra parte, en situaciones de márgenes de cobertura estrechos, en las que la presión competitiva es menor, las empresas tendrán un incentivo a ejercer poder de mercado dependiendo de su tamaño y *mix* tecnológico y de la reacción de sus competidores.

Los indicadores de “pivotalidad” pretenden reflejar la posición de cada agente de cara a la cobertura de la demanda, lo que constituye una calificación necesaria de los indicadores de concentración.

A continuación se presentan dos tipos de indicadores de “pivotalidad” distintos: el PSI (Pivotal Supplier Index) y el RSI (Residual Supply Index). El PSI es un indicador binario, que asume el valor 1 cuando el generador no es “pivote” en una determinada hora y el valor 0 cuando es “pivote”, es decir cuando se enfrenta a una demanda residual positiva. El PSI puede agregarse para obtener el % del tiempo durante el cual la empresa generadora tiene el estatus de “pivote”. Este índice se ha criticado por concentrarse en las horas punta y por tender a subestimar el poder de mercado que puede ejercerse en otras horas.

El RSI es conceptualmente similar al anterior pero tiene dos propiedades superiores: se define en base continua y refleja el poder de mercado potencial en todas las horas. Para un generador *i* el RSI se define de la siguiente forma:

$$RSI_i = [(Potencia\ total\ disponible - Potencia\ relevante\ de\ la\ empresa\ i) / Demanda\ de\ energía\ total] * 100\%$$

Un valor del RSI_i mayor de 100% en una hora determinada debería indicar que el generador *i* tiene escasa habilidad de afectar el precio, puesto que los otros generadores tienen potencia suficiente para abastecer la demanda. Al contrario, un valor del RSI_i

inferior al 100% indicaría la existencia de cierto potencial de ejercicio de poder de mercado, debido a que la potencia del generador i es necesaria para suministrar la demanda. Sheffrin⁵⁵ ha propuesto el siguiente test para excluir que hay un potencial de poder de mercado excesivo: se considera que un operador tiene poder de mercado cuando su RSI es inferior o igual al 110% durante más del 5% de las horas en un año.

En la siguiente tabla se incluyen los resultados del cálculo de estos indicadores para las empresas en el mercado mayorista eléctrico español, en los años considerados. Ante todo, destaca el hecho de que solo ENDESA e IBERDROLA tienen la condición de operadores “pivotes”, condición que ha ido cambiando de forma significativa desde 2005 hasta 2007, especialmente debido al incremento de nueva potencia instalada respecto de la demanda.

⁵⁵ Sheffrin (2002), “*Predicting Market Power Using the Residual Supply Index*”, Presentación al FERC Market Monitoring Workshop, 3-4 Diciembre 3-4, 2002.

Cuadro 12 Indicadores de “pivotalidad” (2005- 2007)

	RSI (*)	PSI (horas)	PSI (días)
2005			
Endesa	11,4%	1,77%	11,51%
Iberdrola	14,0%	3,00%	15,62%
Otros	0	0,00%	0,00%
2006			
Endesa	4,7%	0,07%	0,82%
Iberdrola	17,5%	3,08%	14,79%
Otros	0	0,00%	0,00%
2007			
Endesa	2,7%	0,06%	0,55%
Iberdrola	16,1%	2,33%	15,89%
Otros	0	0,00%	0,00%

(*) Porcentaje de horas en las cuales el RSI es inferior o igual al 110%

Fuentes: MITyC, REE y SGIME

Para la estimación de la potencia neta se han realizado las siguientes hipótesis: (1) para la potencia térmica se han incluido las indisponibilidades reales; y (2) para la potencia eólica e hidráulica se ha considerado el máximo producido en cada mes, siguiendo la misma metodología utilizada por London Economics en el estudio preparado para DG Comp “Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005”. Febrero 2007.

En lo que concierne a ENDESA, tanto el índice PSI, como el RSI, indican una reducción del poder de mercado desde 2005 hasta 2007: el PSI ha alcanzado un nivel inferior al 1% en 2007, mientras el RSI se ha situado por debajo del 110% durante menos del 5% de las horas del año.

En cuanto a IBERDROLA, se ha observado un ligero descenso en el PSI, pero un aumento del RSI, que en todo el periodo considerado se situaba por debajo del 110% durante bastante más del 5% de las horas del año. Este resultado se explica por el incremento, sobre todo en 2006, de la potencia hidráulica disponible, que tiene un peso relativo importante en el parque de generación de IBERDROLA.

9.1.6 Conclusiones

En el periodo 2005-2007 se han registrado cambios en la estructura del mercado de generación eléctrica, así como en los costes de producción subyacentes, que han propiciado un descenso de los precios de la electricidad en el mercado mayorista español durante el 2006 y gran parte del 2007. Este efecto se puede atribuir en gran medida a un conjunto de factores que se han descrito anteriormente y que incluyen: el crecimiento reducido de la demanda, el aumento significativo de la potencia instalada de régimen especial y de ciclo combinado, la mayor hidráulicidad, la disminución del precio del CO₂ y el mantenimiento de la competitividad relativa del carbón frente al gas como combustible de generación.

Frente a este escenario, la cuestión crucial, desde la perspectiva de competencia, es si la menor concentración alcanzada en la estructura de mercado actual, así como la posibilidad de nueva entrada (aún cuando discontinua en el tiempo y limitada a determinadas tecnologías), son suficientes para mitigar el poder de mercado de los operadores de mayor tamaño, y, por tanto, garantizar que los precios de la electricidad mayorista no incorporen rentas debidas al ejercicio de mercado.

En este análisis preliminar, que requiere en todo caso un diagnóstico más profundizado, se ha mostrado que los indicadores basados en la generación total están en general por debajo de los niveles considerados como críticos para la competencia, y podrían inducir a concluir que el mercado es efectivamente competitivo. Sin embargo, tanto los indicadores de concentración basados en la generación marginal, como en la “pivotalidad”, apuntan al mantenimiento de un poder de mercado significativo, especialmente en las horas de mayor demanda. En el ejercicio de simulación que se presenta en la segunda parte del anexo se muestra que esta capacidad, aún cuando menor con respecto a la situación de 2005, podría contribuir a incrementar artificialmente los precios del mercado mayorista, especialmente bajo determinadas circunstancias de precios de combustibles y derechos de emisión de CO₂.

9.2 Ejercicio de simulación: situación esperada en 2008 frente a 2005

Con el modelo ENERGEIA se ha realizado un análisis de sensibilidad para valorar el impacto sobre el potencial ejercicio de poder de mercado de los siguientes factores:

- El crecimiento de la potencia instalada desde 2005 a 2008, que asciende a unos 16.000 MW, incluyendo 7.500 MW que corresponden a los ciclos combinados que ya se han instalado, los que están en prueba y/o en fase de construcción, y a las nuevas instalaciones en el régimen especial (8.500 MW)
- Las desinversiones previstas de activos de ENDESA a VIESGO como parte del Acuerdo entre ENEL, ACCIONA y E.ON, que incluyen: la central de carbón importado de Los Barrios (567,5 MW), la central de gas de Foix (520 MW y un proyecto de desarrollo de ciclo combinado de 800 MW) y un contrato de 10 años relativo a 450 MW de electricidad de generación nuclear.
- Las variaciones esperadas en 2008 de los precios de los combustibles (gas natural, carbón y fueloil) y de los derechos de emisión de CO₂.

9.2.1 Escenario de referencia (2005)

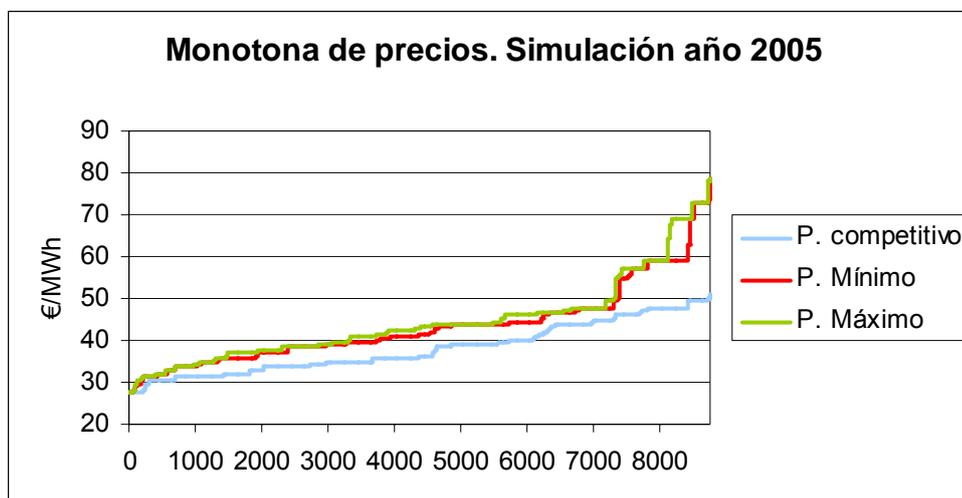
Como escenario de referencia se ha considerado el del año 2005, caracterizado por los supuestos que se describen en el Cuadro 13.

Cuadro 13 Principales supuestos del escenario de referencia (2005)

Escenario de referencia (2005)	
Demanda	Inelástica al precio Serie histórica observada 2005 (datos REE)
Producción hidráulica	Generación año hidráulico medio, asignada según criterio de afeitado de puntas (dato DEE)
Régimen especial	Generación observada en 2005 (datos DEE)
Régimen ordinario	Potencia térmica neta (datos DEE y MINER)
Precio medio del gas	2,16 c€/te
Precio medio del carbón	0,68 c€/te
Precio medio del fuel	2,14 c€/te
Precio medio de los derechos de emisión de CO2	17,97 €/Tn

Los resultados de la simulación del escenario 2005 se muestran en el Gráfico 14, que compara el rango de precios estratégicos con el precio competitivo hipotético. Como se ha explicado en otras partes del informe, el modelo ENERGEIA calcula, en correspondencia de un determinado escenario de demanda, estructura empresarial y costes de combustibles, tres niveles de precios: (1) un precio competitivo hipotético, suponiendo que todas las empresas ofertan su producción al coste marginal; (2) un precio estratégico mínimo, resultante de situaciones en las que las empresas con menor poder de mercado fijan el precio con su oferta marginal; y (3) un precio estratégico máximo, resultante de situaciones en las que las empresas con mayor poder de mercado fijan el precio con su oferta marginal.

Gráfico 13 Resultados de la simulación del escenario de referencia (2005)



La simulación del escenario de referencia, con las características anteriormente descritas, indica la existencia de una diferencia positiva, que se amplía en las horas de mayor demanda, entre el precio competitivo hipotético y el rango de precios estratégicos. Esta diferencia se debe, en el contexto del modelo, al ejercicio de poder de mercado y se puede medir mediante el Índice de Lerner, calculado como el mark-up del precio sobre el coste marginal. Para la simulación de 2005 este resulta ser del 11,1%, en términos de media anual.

9.2.2 Escenario alternativo I (2008)

Para valorar exclusivamente el impacto del crecimiento de la potencia instalada y de las ventas de activos previstas de ENDESA a VIESGO sobre el ejercicio de poder de mercado, se ha considerado un primer escenario alternativo de 2008, con los mismos precios de combustibles existentes en 2005. Las características de este escenario se resumen a continuación.

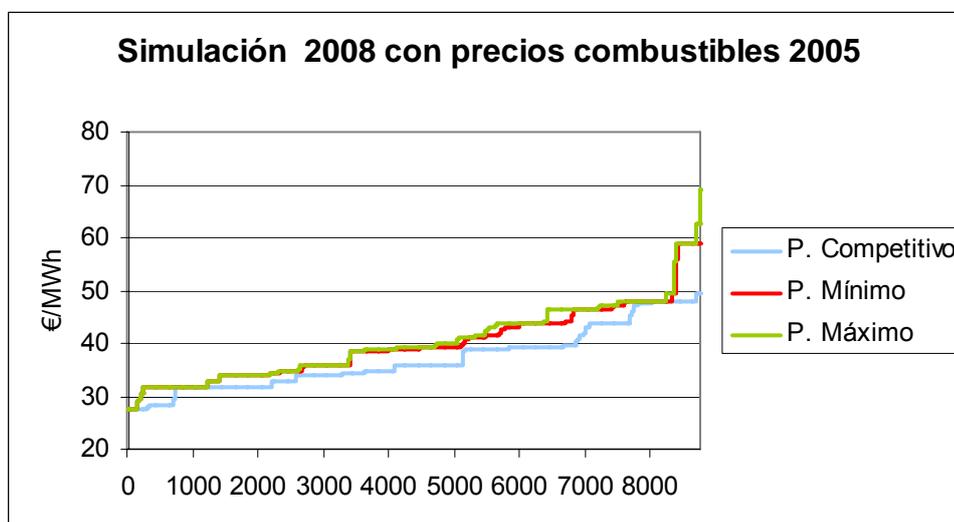
Cuadro 14 Principales supuestos del escenario alternativo I (2008)

Escenario alternativo I (2008)	
Demanda	Inelástica al precio Previsión crecimiento 2007 y 2008 (datos DEE informe marco)
Producción hidráulica	Generación año hidráulico medio, asignada según criterio de afeitado de puntas (dato DEE)
Régimen especial	Previsión 2007 y 2008 (datos DEE para informe marco)
Régimen ordinario	Previsión 2007 y 2008 (datos DEE para informe marco)
Precio medio del gas	2,16 c€/te *
Precio medio del carbón	0,68 c€/te *
Precio medio del fuel	2,14 c€/te *
Precio medio de los derechos de emisión de CO ₂	17,97 €/Tn *

(*)Estos precios son los mismos empleados en el escenario de referencia (2005)

Los resultados de la simulación de este primer escenario alternativo de 2008 se muestran en el Gráfico 14.

Gráfico 14 Resultados de la simulación del escenario alternativo I (2008)



Se puede apreciar que, con respecto al escenario 2005, el aumento de la capacidad y las desinversiones previstas tienen un impacto pro-competitivo sobre el mercado mayorista. En efecto, la diferencia entre los precios estratégicos y el precio competitivo tiende en general a ser menor durante todo el 2008. Asimismo, el valor del índice de Lerner, medido como el mark-up medio anual, cae un 4,2% con respecto al caso anterior, pasando del 11,1% al 6,9%. Esta reducción en el ejercicio de poder de mercado se explica, en el contexto del modelo, principalmente como el resultado de: (1) la instalación de potencia adicional de ciclos combinados de gas por parte de operadores pequeños; y (2) el supuesto de un precio relativo del gas natural superior al precio del carbón. Estos dos factores implican una mayor competencia en el ámbito de la tecnología marginal, que se traduce en menor capacidad de fijación de precio por parte de las empresas dominantes, ENDESA e IBERDROLA, redundando en un menor nivel de precios estratégicos.

Por tanto, sin considerar variaciones en los precios de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂, y en particular, manteniendo como marginal la tecnología de ciclo combinado de gas en el mayor número de horas, las simulaciones realizadas indican que el mercado mayorista tendería a evolucionar hacia un equilibrio más competitivo, con una reducción significativa en la capacidad de las empresas dominantes de ejercer su poder de mercado.

9.2.3 Escenario alternativo II (2008)

Por último, es importante considerar también el impacto de las variaciones previstas en los precios de los combustibles y de los derechos de emisiones de CO₂, que, sobre la base de la información disponible en la actualidad, indican un aumento muy importante en el precio del carbón y del CO₂. En este sentido se ha simulado un segundo escenario alternativo para el año 2008, que recoge los precios de los combustibles previstos sobre la base de las cotizaciones de los futuros a 1 año más recientes.

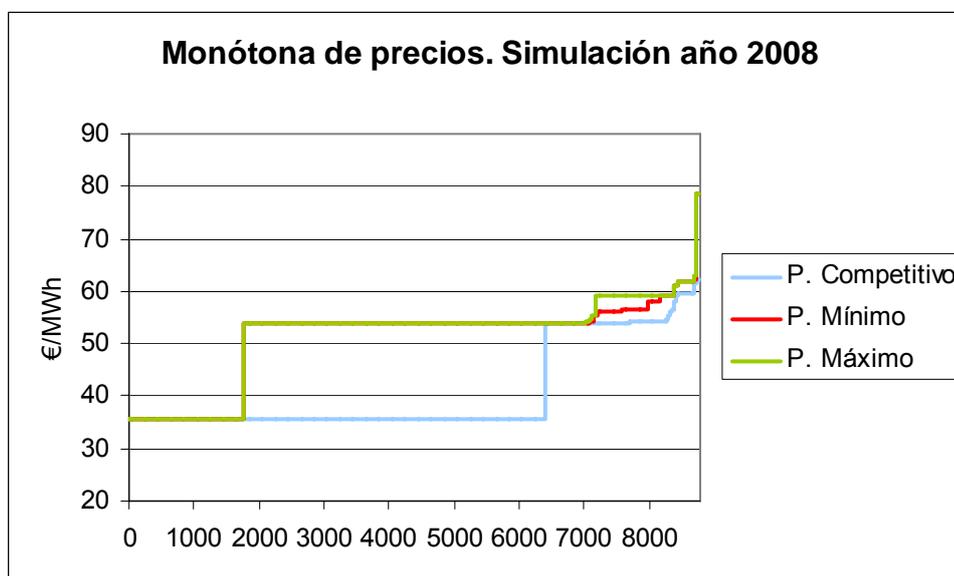
Cuadro 15 Principales supuestos del escenario alternativo II (2008)

Escenario alternativo II (2008)	
Demanda	Inelástica al precio Previsión crecimiento 2007 y 2008 (datos DEE informe marco)
Producción hidráulica	Generación año hidráulico medio, asignada según criterio de afeitado de puntas (dato DEE)
Régimen especial	Previsión 2007 y 2008 (datos DEE para informe marco)
Régimen ordinario	Previsión 2007 y 2008 (datos DEE para informe marco)
Precio del gas natural	2,01 c€/te*
Precio del carbón	1,34 c€/te *
Precio del fueloil	2,99 c€/te *
Precio de los derechos de emisión de CO ₂	23 €/Tn *

*Evolución de los precios de los combustibles y emisión de CO₂, Boletín de supervisión de mercados derivados de energía de 29 de octubre de 2007

Los resultados de la simulación de este segundo escenario alternativo de 2008 se muestran en el Gráfico 15.

Gráfico 15 Resultados de la simulación del escenario alternativo II (2008)



El distinto patrón de los precios, con escalones y tramos constantes mucho más pronunciados, se debe a que, mientras en los escenarios anteriores se disponía de los datos de precios mensuales observados de los combustibles, en este caso se dispone tan solo de un valor previsto para todo el 2008. Por tanto, los saltos de precio entre las distintas tecnologías son mucho más evidentes.

La simulación de este escenario, que considera el efecto simultáneo de los cambios en la estructura de mercado y en los costes de los combustibles, proporciona un resultado muy diferente al anterior, que solo consideraba el impacto de la mayor potencia instalada y de las desinversiones. En efecto, con respecto al escenario de referencia de 2005, el escenario de 2008 implicaría una diferencia mayor entre precios estratégicos y precio competitivo, traduciéndose en un mark-up medio del 19%, casi un 8% por encima del mark-up del 2005.

Este resultado podría parecer extraño, puesto que sugiere un mayor ejercicio de poder de mercado a partir de una estructura potencialmente más competitiva. Sin embargo, se trata de un resultado coherente, que depende de forma crítica de la relación entre el precio del carbón y del CO₂ por un lado y el precio del gas natural por otro. Al ser los primeros bastante más caros en este escenario, las centrales de ciclo combinado dejan de actuar

como tecnología marginal y, por tanto, de fijar el precio de mercado. Por tanto, no se obtiene un efecto pro-competitivo como consecuencia de la mayor potencia instalada de centrales de ciclo combinado de gas por parte de agentes distintos de los dominantes. Al contrario, existe un mayor ejercicio de poder de mercado respecto del escenario de referencia de 2005 puesto que hay menor competencia en el segmento de coste correspondiente al carbón, que se ha convertido en este escenario en la tecnología marginal en el mayor número de horas.

9.2.4 Conclusiones

Este ejercicio de simulación se ha realizado sobre la base del modelo ENERGEIA que simplifica muchos detalles del mercado mayorista real, sobre todo en lo que concierne a las características técnicas y a los efectos dinámicos más complejos de modelizar, como la amenaza de una intervención regulatoria en caso de ofertas demasiado elevadas, la decisión de utilización de la energía hidráulica modulable y del arranque de las centrales térmicas. Por esta razón los precios resultantes del modelo no pueden compararse directamente con los precios reales observados en el mercado mayorista. Por otra parte, el modelo replica de manera fidedigna las reglas de funcionamiento del mercado spot diario, siendo su principal función aquella de aportar intuiciones sobre los cambios en la conducta estratégica de las empresas como consecuencia de alteraciones en las variables de demanda, costes, estructura empresarial y regulación.

En este contexto, la comparación de la configuración prevista del mercado en 2008 con la situación de 2005 permite realizar las siguientes consideraciones:

- La expansión de potencia instalada de centrales de ciclo combinado de gas por parte de agentes distintos de las empresas dominantes puede tener un impacto pro-competitivo en la medida en que esta tecnología se caracterice como marginal y sea, por tanto, determinante en la fijación del precio de mercado.
- En caso contrario, si el precio del carbón y de los derechos de emisión alcanzaran un nivel superior al del gas natural, la nueva estructura de mercado podría implicar un mayor ejercicio de poder de mercado debido a la presencia simultánea de dos

circunstancias: (1) el papel del carbón como tecnología marginal, cuya propiedad es bastante más concentrada que la de las centrales de ciclo combinado; (2) el diferencial de precio entre el carbón y el gas natural.

- Esta situación podría ser transitoria: en efecto, en el medio-largo plazo los mayores precios podrían atraer una instalación adicional de centrales de ciclo combinado de gas que podrían acabar reduciendo o eliminando la necesidad de utilizar centrales de carbón, y con ella facilitar una mayor competencia en el mercado.

A la luz de todo lo anterior, la decisión sobre el mantenimiento o la reforma del programa actual de ventas virtuales de energía con el objetivo de fomentar la competencia debería valorar la posibilidad de que se materialice durante un periodo de tiempo significativo un escenario de precios de carbón altos. Si esta posibilidad se considerara realista, podría ser especialmente necesario un programa que, mientras fomenta la entrada estable de nuevos agentes, mitigue el incentivo de las empresas dominantes a incrementar sus pujas hasta el coste marginal de las centrales de carbón.

10 ANEXO 2: EXTENSIÓN DEL MODELO TEÓRICO DE COMPORTAMIENTO ESTRATÉGICO DE LOS OPERADORES DOMINANTES PARA INCLUIR EL EFECTO DE LA INTEGRACIÓN VERTICAL

En el modelo base sin contratos a plazo, el generador decidía producir 1 megavatio solo si el beneficio esperado en el mercado mayorista, definido por la expresión $(p-cv)-q*\Delta p$, era positivo, caso que se daba cuando la ganancia esperada de generar una unidad adicional superaba la pérdida asociada con la venta de las unidades inframarginales q a un precio de mercado menor.

Para tener en cuenta la integración vertical del generador en la comercialización a clientes finales es necesario ampliar la definición del beneficio esperado de la forma siguiente:

$$[(p-cv) - q* \Delta p] + [x*(pf-p) + xi*\Delta p - xi*\Delta pfi]$$

En esta expresión el primer término representa el beneficio neto esperado por la venta de 1 megavatio adicional en el mercado mayorista, como en el modelo base.

El segundo término es el beneficio neto esperado por la venta de x megavatios adicionales en el mercado minorista al precio final pf (se supone que $x > 0$ ⁵⁶ y que no necesariamente x sea igual a 1 MW puesto que el agente podría adquirir en el mercado mayorista una cantidad distinta a la que produce). Por tanto, el término $x*(pf-p)$ indica el beneficio de vender una parte de la producción adicional en el mercado minorista al precio pf , lo cual tiene relación con su poder de mercado en él: cuanto mayor sea éste, mayor podrá fijar el nivel de precio (pf) y de cantidad (x). En aras a la sencillez se considera solo el coste de adquisición de la energía p y se ignoran otros costes de comercialización.

La cantidad xi indica la posición compradora inicial del agente, reflejando las unidades inframarginales que se adquieren en el mercado mayorista. Por tanto, $xi*\Delta p$ es el efecto,

⁵⁶ En todo el ejercicio se supone que el agente no reduce sus ventas en el mercado minorista.

positivo, asociado al menor coste de adquisición de las unidades inframarginales como consecuencia de la producción de 1 megavatio adicional en el mercado mayorista.

Por último, $x_i^* \Delta p_{fi}$ también va a depender en cierta medida del poder de mercado que el agente ostenta en el mercado minorista. Este poder podría existir, en general, porque el agente tiene la capacidad (temporal o permanente) de fidelizar a sus clientes y segmentar el mercado, de forma que un megavatio adicional vendido a un determinado consumidor no implicaría una reducción automática en el precio de venta a otros consumidores. Esta caracterización se acerca a la dinámica real del mercado minorista eléctrico en el medio plazo en España, donde los principales operadores tienen en general una capacidad elevada de fidelizar clientes en el medio plazo y, en todo caso, los ajustes de precio se producen de forma lenta en algunos segmentos importantes de clientes.

Se señala que en este estudio se está suponiendo, a efectos de centrar la atención sobre los resultados de equilibrio, que las transacciones de venta de 1 MW en el mercado mayorista y de compra de x MW para su reventa en el mercado minorista se realizan de forma simultánea. Estos ajustes en la realidad pueden presentar desfases temporales, puesto que la dinámica competitiva de los dos mercados es distinta, pero se trata de una complejidad que puede ser obviada en el contexto que nos ocupa. Estos mismos comentarios sobre los ajustes temporales serían igualmente válidos para el precio final de venta al mercado minorista de la cartera inicial x_i . Estas simplificaciones no restan representatividad a las intuiciones y aproximaciones que se pretende poner de manifiesto con este modelo simplificado.

La expresión del beneficio del agente verticalmente integrado puede re-escribirse de la siguiente manera⁵⁷:

$$[p - cv + x^*(pf-p)] - \Delta p (q - x_i) - x_i^* \Delta p_{fi}$$

Con respecto al modelo base, se aprecia que, en presencia de integración vertical debe tenerse en cuenta también la decisión de qué cantidad vender en el mercado minorista.

⁵⁷ Con respecto a la expresión anterior, se ha tenido en cuenta simplemente que el precio mayorista de la unidad de generación adicional es igual al coste de adquisición del mismo para su venta al mercado minorista. Por tanto, los dos términos se cancelan y se obtiene la nueva expresión del beneficio del agente verticalmente integrado.

Por tanto, la decisión de producir un megavatio adicional en el mercado mayorista viene a depender de un conjunto de factores más amplio. En este caso no se trata solo de que el efecto de la disminución de ingresos, $q^*\Delta p$, no domine sobre el beneficio esperado en el mercado mayorista, $(p-cv)$, sino que, además, se considere el impacto de:

- El beneficio esperado en el mercado final $x^*(pf-p)$ por la venta de x megavatios adicionales (se aprecia que si hay competencia imperfecta en el mercado minorista, es decir $pf > p$, la tendencia del agente será a fijar x al nivel más alto posible)
- La posición compradora o vendedora neta inicial del agente, que se mide por la diferencia $(q - xi)$ (una predominancia de la posición vendedora tiende a reducir la rentabilidad de la producción de 1 megavatio adicional, mostrando un efecto parecido al que existe en el modelo base)
- El posible poder de mercado que el agente ostenta en el mercado minorista, representado especialmente por el término anteriormente tratado $x^*(pf-p)$ y por $xi*\Delta pfi$. Como se ha indicado anteriormente, este poder de mercado puede tener formas distintas de manifestarse según el tipo de dinámica competitiva que se observe en el mercado minorista (por ejemplo, la capacidad de mantener elevados los precios finales a través de la segmentación y fidelización de clientes puede influir positivamente en la decisión de producir un megavatio adicional, puesto que tiende a reducir el valor de Δpfi . Además, los contratos en la mayor parte de los segmentos tienden a renegociarse cuando se cumple su periodo de vigencia y no continuamente. En el muy corto plazo es razonable suponer que $\Delta pfi=0$, ajustándose de forma paulatina a un nuevo nivel en función de la estructura del mercado minorista).

Es importante notar, más allá de la expresión sencilla del modelo, que los términos están interrelacionados: en efecto, la presencia de poder de mercado en el mercado minorista afecta al beneficio esperado y, este, a su vez, puede verse como un determinante fundamental de la decisión de mantener una posición neta compradora o vendedora. En este sentido, el agente siempre intentará proteger un mayor margen dónde conserve mayor poder de mercado.

A pesar de su simplicidad y de sus limitaciones asociadas fundamentalmente a la no consideración de la dinámica, el modelo proporciona algunas intuiciones relevantes sobre el comportamiento estratégico de los agentes en sectores eléctricos caracterizados por integración vertical y condiciones de competencia imperfecta en los segmentos mayoristas y minoristas. Estas intuiciones pueden apreciarse mejor considerando algunos casos particulares del modelo.

Un primer caso se obtiene considerando una situación de poder de mercado en el mercado minorista, tal que $x_i^* \Delta p f_i = 0$ y $p f > p$, de forma que $[p - cv + x^*(p f - p)] > 0$. Por tanto, la expresión del beneficio del agente verticalmente integrado sería:

$$[p - cv + x^*(p f - p)] - \Delta p^* (q - x_i)$$

En este escenario se puede apreciar que, dada la existencia de un mercado minorista “protegido” (es decir no expuesto a presiones competitivas), el incentivo a ofertar un megavatio adicional depende en principio de la decisión estratégica del agente respecto del mantenimiento de una posición compradora neta o vendedora neta en el mercado mayorista de generación. Una posición compradora neta tendería a favorecer el incremento de la producción, puesto en este caso el efecto de reducción de ingresos sobre las unidades inframarginales sería más que compensado por el menor coste de adquisición de las mismas. Por otra parte, se señala que bajo este escenario de poder de mercado en el segmento minorista no sería lógico suponer una posición neta vendedora inicial, puesto que el agente tendría un incentivo a comprar en el mercado mayorista más de lo que produce para sucesivamente venderlo en el mercado minorista. Esto puede cambiar en escenarios oligopolísticos más complejos.

No obstante, en un contexto de poder de mercado limitado en el mercado minorista y donde existan otros agentes con poder de elevar los precios en el mercado mayorista, el mantener una posición neta compradora podría acarrear situaciones con riesgo de pérdidas importantes en el corto plazo. En este escenario, la mejor forma de mantener una cobertura de riesgos adecuada podría ser optar por una estrategia en la que $q = x_i$ y $x = 1$, es decir mantener en todo momento equilibrada la generación con la

comercialización. Introduciendo estas hipótesis en el modelo general, la fórmula del beneficio del agente dependería solamente del precio final de venta a cliente final y de los costes variables, minimizándose la influencia del precio de mercado mayorista.

Otro caso extremo se obtiene considerando una situación de competencia perfecta y de ajuste rápido en el mercado minorista, tal que $\Delta p_{fi} = \Delta p$ y $p_{f} = p$. Por tanto, la expresión del beneficio del agente verticalmente integrado sería:

$$(p - cv) - \Delta p * q$$

A partir de este escenario se puede inducir la intuición de que, en un mercado minorista muy competitivo, este mercado no aportaría beneficios ni pérdidas adicionales y la resolución del problema para el agente sería el mismo que en el escenario en el que no se considerase el mercado minorista. Por tanto, bajo este escenario la estrategia más racional sería una de venta neta o no en función del poder de mercado en el mercado mayorista. Este caso se aleja de la realidad en el sentido de que la convergencia de Δp_{fi} a Δp en realidad se producirá de forma gradual, lo que aportará un incentivo a los agentes a desarrollar la actividad de comercialización.

Introduciendo los contratos a plazo, de forma análoga a lo que se hizo en el modelo base, es decir suponiendo que estos implican vender una cantidad de energía q_c fuera del mercado spot mayorista, se puede comprobar que los contratos pueden ser un instrumento útil para mitigar el poder de mercado global en los casos en que existe una situación de competencia en el mercado minorista (en este caso el agente podría tener que extender la reducción de precios a los clientes). En las demás circunstancias los contratos no tienen gran utilidad, puesto que por ejemplo, si el agente tiene una posición equilibrada o compradora neta y, además, poder de mercado en el segmento minorista, la disminución de ingresos al incrementar su producción está perfectamente o más que compensada por una reducción esperada de los costes de adquisición de la energía, y, asimismo se mantiene “protegida” su cuota de mercado minorista.

Incidir en que el modelo aquí planteado no pretende más que ser una herramienta sobre la que describir de forma simplificada los incentivos que pueden aparecer en los agentes

verticalmente integrados. En este sentido, las intuiciones obtenidas mediante el modelo simple planteado permiten explicar muchas de las estrategias que han aparecido en el mercado español hasta la fecha.