



El Consejo de Reguladores del MIBEL publica el primer informe descriptivo del funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad

El estudio analiza la evolución del Mercado Ibérico de Electricidad desde su creación

Han transcurrido diez años desde los primeros pasos dados por las Administraciones de Portugal y de España con objeto de compartir un camino común en la construcción del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), y esta cooperación ha resultado muy beneficiosa y fructífera, no sólo por su contribución a la existencia de un mercado de energía eléctrica a nivel ibérico, sino también a escala europea, como un paso significativo en la construcción del Mercado Interno de Energía.

El Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), integrado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), la Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM), la Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), que actualmente ostenta la presidencia del Consejo de Reguladores del MIBEL, ha publicado el primer informe descriptivo sobre el funcionamiento del MIBEL.

En él, el Consejo de Reguladores aborda las cuestiones fundamentales para comprender la evolución que ha experimentado el Mercado Ibérico, desde su entrada en funcionamiento en julio de 2006, con objeto de poner a disposición de todos los interesados una descripción sistematizada sobre las acciones desarrolladas y sus resultados respectivos.

El informe está disponible en las páginas web de las entidades que componen el Consejo de Reguladores del MIBEL:

Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM) - www.cmvm.pt

Comisión Nacional de Energía (CNE) - www.cne.es

Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) - www.cnmv.es

Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE) - www.erse.pt

El informe analiza especialmente los siguientes puntos:



- **Estructura de mercado**

Durante los últimos años la estructura del mercado mayorista en España y Portugal ha mostrado una evolución hacia un menor grado de concentración horizontal, aun cuando siguen existiendo importantes diferencias entre las estructuras de los dos mercados.

En lo referente al mercado minorista, éste presenta un mayor nivel de concentración, relacionado en parte con la integración entre distribución y comercialización de los operadores responsables, que ha facilitado históricamente la permanencia de los clientes con las comercializadoras del mismo grupo empresarial. Esta integración existe igualmente en el ámbito de la comercialización y la generación, donde la comercialización se abastece en un porcentaje muy significativo, en el entorno del 60%-80%, de los generadores asociados.

Asimismo, el desarrollo de la comercialización y la entrada de nuevos competidores se han visto limitados, en los últimos años, por el problema del déficit tarifario, generando un retroceso de la participación de los consumidores en el mercado libre. En España esta situación se está corrigiendo como consecuencia de los recientes desarrollos reglamentarios, y en julio de 2009 el volumen de energía negociado en el mercado libre se situaba en torno al 60% de la demanda total. En Portugal, el proceso de liberalización ha sido más lento, aunque se está acelerando en los últimos meses: en julio de 2009, el mercado libre superó el 27% de la demanda total.

- **Mercado diario e intradiario**

El mercado diario ha constituido el punto de encuentro de oferta y demanda de forma fiable y representativa desde el 1 de enero de 1998, para el sistema español, y desde el 1 de julio de 2007, también para el portugués. Desde esta fecha, el método aplicado en la gestión conjunta de la interconexión Portugal-España consiste en un mecanismo de separación de mercados (*market splitting*) en el horizonte diario que permite agotar toda la capacidad disponible en condiciones de seguridad.

El *spread* medio de precios horarios España-Portugal se ha ido reduciendo progresivamente desde 2007, cuando superó los 10 €/MWh, hasta situarse por debajo de 1 €/MWh en el primer semestre de 2009.

El mercado ibérico intradiario, por su parte, es un mercado de ajustes: otorga una gran flexibilidad a la operación y optimización de la cartera de los agentes en una serie de horizontes temporales sucesivos, y ofrece las mismas garantías, en términos de transparencia y posibilidades de supervisión, que el mercado diario.



- ***Mercado a plazo***

El mercado a plazo del MIBEL es un mercado organizado que inició su actividad el 3 de julio de 2006 en Portugal. La gestión del mercado es responsabilidad de OMIP – Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Portugués), SGMR, S.A., y OMIClear – Sociedad de Compensación de Mercados de Energía, S.G.C.C.C., S.A., desempeña las funciones de cámara de compensación, contraparte central y entidad gestora del sistema de liquidación.

Se encuentran disponibles para negociación tres tipos de contratos: Futuros, *Forwards* y *Swaps*. Los contratos de Futuros que se negocian en el mercado admiten liquidación financiera o física, pudiéndose también registrar como futuros en la plataforma, a efectos de compensación, las transacciones realizadas fuera de mercado (OTC).

- ***Subastas reguladas***

La realización de subastas con cantidades de adquisición obligatoria para los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso portugués ha sido la base de la liquidez del mercado a plazo gestionado por OMIP (cerca del 74% del total de la energía negociada en OMIP correspondió a la negociación en dichas subastas entre julio de 2006 y marzo de 2009), a pesar de haberse registrado una tendencia de aumento de la negociación en continuo y del registro de operaciones OTC.

Asimismo, se han celebrado un total de siete emisiones primarias de energía (subastas EPE) en el mercado español, entre junio de 2007 y marzo de 2009, en las que las compañías Endesa e Iberdrola estaban obligadas a participar como subastadores (al 50%), y cuatro subastas de capacidad virtual (subastas VPP, en terminología anglosajona) en el mercado portugués, entre junio de 2007 y marzo de 2008, en las que REN actuó como subastador en las dos primeras subastas, sumándose a dicha compañía EDP (ambas al 50%) en el caso de la tercera y cuarta subastas.

Adicionalmente, la Orden ITC/400/2007, regula las subastas a través de las cuales los distribuidores (los comercializadores de último recurso desde el 1 de julio de 2009) firmarán contratos bilaterales para el suministro a tarifa en el territorio peninsular (subastas CESUR). Con esta modalidad de contratación se facilita un mecanismo automático de determinación de las tarifas de último recurso, incorporando los precios de la subasta para contratos con periodo de ejecución coincidente con el periodo de vigencia de las tarifas.



- ***Mercados de servicios de sistema***

En Portugal, los servicios de sistema se dividen en *obligatorios*, que no son remunerados y engloban la regulación de la tensión, de la frecuencia y el mantenimiento de la estabilidad, y *complementarios*, como la compensación síncrona y estática, la reserva de regulación, la regulación secundaria, la interrumpibilidad rápida, el arranque autónomo y el telearranque, que sí son susceptibles de retribución. En la actualidad sólo la regulación secundaria y la reserva de regulación se remuneran bajo la forma de mercado competitivo — los restantes servicios complementarios pueden ser objeto de contratación bilateral. Existe además un proceso de *resolución de restricciones técnicas*, basado en mecanismos de mercado.

En España, los servicios de ajuste del sistema constan de: proceso de *resolución de restricciones técnicas*; la *gestión de los desvíos*; y los *servicios complementarios*, que engloban a su vez los asociados a la *regulación frecuencia-potencia* (reserva primaria, secundaria y terciaria) y el *control de tensión* de la red de transporte. La reserva primaria y el control de tensión en la actualidad, tienen carácter no retribuido, mientras que el resto de servicios, se retribuyen de acuerdo con mecanismos de mercado.

- ***Financiación de los operadores del mercado***

El Convenio de Santiago de Compostela prevé la autofinanciación de los operadores del mercado como uno de sus principios orientadores; sin embargo, se prevé un periodo inicial de transición en el que la financiación del operador del mercado ibérico polo portugués (OMIP) y del operador del mercado ibérico polo español (OMIE) pueda ser complementado por las tarifas.

En este sentido, hasta el 1 de julio de 2009 han sido los consumidores españoles, a través de sus tarifas de acceso e integrales, quienes han financiado la actividad de OMIE. No obstante, a partir del 1 de julio de 2009, la financiación de la actividad del Operador del Mercado se cubre, en todo o en parte, a través de los precios que cobre a los sujetos generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que actúen en el ámbito del MIBEL de acuerdo con la normativa vigente.

Por su parte, la remuneración de OMIP-OMIClear proviene de las comisiones de admisión y mantenimiento, sobre transacciones, por el uso de las plataformas de mercado, por la redifusión de la información de mercado, por las tecnologías de acceso a los sistemas de negociación y de compensación, por acciones de formación organizadas por OMIP y porOMIClear; y por la realización de exámenes de certificación de responsables.



- **Interconexiones**

En la actualidad, la capacidad máxima de intercambio comercial en punta entre las dos zonas del MIBEL ronda los 1.600 MW en sentido de España a Portugal y unos 1.300 MW en el sentido contrario. La expectativa es doblar aproximadamente dichas capacidades para el horizonte 2014, logrando una capacidad disponible próxima a los 3.000 MW en ambos sentidos, lo cual debería permitir que el grado de congestión estructural que afecta a la interconexión se redujera de forma significativa. Para la realización de esta ampliación, resulta fundamental la puesta en servicio de dos nuevos corredores de 400 kV, en el norte y en el sur de la frontera, respectivamente.

- **Participación de la producción en régimen especial en el mercado**

La generación de electricidad en régimen especial es una pieza clave del mix de producción ibérico (en torno al 23% de la demanda en 2008), imprescindible para compatibilizar la liberalización de la producción de electricidad con las metas que, en materia de protección del medio ambiente y eficiencia e independencia energética, el conjunto de la sociedad actual se ha trazado. En este sentido, el régimen especial no debe responder únicamente con una aportación en energía renovable o con elevada eficiencia, sino también como una contribución decidida al desarrollo del mercado y a la operación segura del sistema.

En este sentido, la normativa aplicable en España, apuesta desde 2004 decididamente por la incorporación del régimen especial al sistema general de ofertas, unido a un esquema de *feed-in tariff* con primas y techos y suelos referenciados al precio del mercado.

En Portugal, el comercializador de último recurso tiene la obligación de comprar toda la energía producida por el régimen especial, bien al precio que resulta de la aplicación de las tarifas publicadas por el Gobierno, basadas en una lógica de costes evitados, según un sistema de *feed-in tariffs*, bien al precio que resulte de las propuestas presentadas a los concursos de asignación de puntos de interconexión para instalaciones de energía eólica y biomasa. Así, la producción en régimen especial no aparece explícitamente en el mercado, sino que aparece como una menor compra del comercializador de último recurso.

- **Derechos de emisión de CO₂**

La consideración que en el ámbito del MIBEL reciba el tratamiento de los derechos de emisión de CO₂ vinculados a la producción de energía eléctrica debe estar necesariamente alineada con la nueva Directiva 2009/29/CE del Parlamento y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la



que se modifica la Directiva 2003/87/CE, para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

- ***Supervisión de los mercados***

El Convenio de Santiago establece que “la supervisión de los mercados definidos en el MIBEL se realizará por las entidades de supervisión de la Parte en la que éstos se constituyan, de acuerdo con la legislación de cada Parte en esta materia.” Pero la necesaria interrelación entre el mercado *spot* y el mercado a plazo requiere el ejercicio conjunto y coordinado de la actividad de supervisión tal como establece igualmente el texto del Convenio de Santiago. Ello implica necesariamente el uso compartido de información, a veces no pública, gracias a un esquema de reciprocidad.

La ejecución de las actividades de supervisión de los mencionados mercados de negociación de energía eléctrica implica el tratamiento de un amplio conjunto de información, con especial atención a la información de negociación del mercado a plazo y del mercado *spot* del MIBEL. El acceso a la primera se garantizó por medio de los mecanismos de cooperación con el regulador financiero (CMVM) responsable del registro y la supervisión del mercado a plazo (OMIP), mientras que el acceso a la segunda se hizo posible a través de los mecanismos de cooperación con el regulador sectorial (la CNE), que es el responsable más directo del seguimiento del mercado *spot* (OMEL).

- ***Coordinación con las autoridades de defensa de la competencia***

El marco legal es similar en ambos países, pues en los dos se han creado sendas autoridades transversales para la defensa de la competencia. El regulador sectorial debe informar a la autoridad de la competencia de las prácticas contrarias al desarrollo de la competencia en los sectores regulados, así como de los cambios en el marco normativo; la autoridad de la competencia debe consultar con carácter previo, pero no vinculante, al regulador sectorial sobre las operaciones de concentración en sectores regulados y las sanciones a las empresas activas en dichos sectores.