
EL MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDAD EN EL CONTEXTO DE LOS INTERCAMBIOS REGIONALES EN LA UE

JAVIER DE QUINTO

LUIS VILLAFRUELA

Red Eléctrica de España.

Es un hecho generalmente reconocido que aunque el suministro de energía eléctrica puede tener ciertas similitudes con otro tipo de actividades, sin embargo presenta unas singularidades de tipo técnico, económico y estratégico, que han condicionado su desarrollo histórico como actividad industrial.

En cuanto a las singularidades económicas, podríamos destacar el carácter intensivo en capital de la industria eléctrica, los largos períodos de amortización de las inversiones, la especialización de las mismas, la utilización de recursos escasos, la necesidad infraestructuras de red para el transporte y distribución de la electricidad, que se configuran como un monopolio natural, o el sometimiento de la electricidad a las leyes de la física y no del mercado.

Respecto a las particularidades de carácter técnico podríamos mencionar el carácter continuo de la actividad de suministro eléctrico debido a la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad, lo que obliga al mantenimiento del equilibrio entre producción y demanda de forma instantánea y permanente y al control en tiempo real de una serie de parámetros técnicos que permitan suministrar el producto con el adecuado nivel de calidad.

Por último, y no menos importante, destacar el carácter estratégico de la actividad, al ser la electricidad un producto difícilmente sustituible y que constituye un input esencial para otros procesos industriales claves para el desarrollo del país y para el bienestar de los ciudadanos en general.

Las singularidades anteriores favorecieron históricamente la percepción de que las sinergias económicas y las ventajas de coordinación que ofrecían una integración vertical y horizontal de las diferentes actividades, superaban cualquier otro modelo de organización, configurándose históricamente una estructura sectorial y empresarial de carácter monopolístico y predominantemente público con una ausencia total de competencia en el suministro eléctrico.

Sin embargo, a finales de los años 80, este modelo industrial empezó a ser cuestionado por diversas razones, unas de carácter general y otras de ca-

rácter específico. Entre las primeras podríamos destacar la generalización de las políticas de liberalización y privatización, una de cuyas consecuencias fue, en bastantes casos, pero no todos, la introducción de un cierto grado de competencia en sectores, que como el eléctrico, hasta ese momento habían vivido al margen de las reglas del mercado.

Entre las circunstancias de carácter específico del propio sector eléctrico que también hacían que el modelo fuese cuestionado podríamos destacar:

- Tarifas elevadas como consecuencia de ineficiencias del modelo y de las grandes inversiones que suponían los programas nucleares que muchos países habían emprendido.
- La creciente importancia de la electricidad como factor de competitividad en mercados cada vez más globales y las consiguientes presiones para bajar precios.
- La aparición de nuevas tecnologías de generación, con mayor eficiencia, menores costes de inversión, plazos de construcción más cortos y accesibilidad al gas natural, que facilitó la aparición de nuevos entrantes en el sector.
- El desarrollo del uso de tecnologías de información, que permitió los procesos necesarios para el funcionamiento del mercado eléctrico tal y como lo conocemos hoy día.

Las razones expuestas anteriormente hicieron que algunos gobiernos se cuestionaran el modelo industrial existente y se decidieran a acometer profundas reformas con el fin de introducir competencia en el suministro eléctrico. Por los motivos anteriores, a principios de los años noventa se producen los primeros cambios significativos en países como Gran Bretaña, Argentina y países nórdicos.

Sin embargo, la introducción de competencia en el suministro eléctrico, lejos de ser un proceso más o menos espontáneo y natural, como pudo suceder en otros sectores, obligó, en muchos casos, a realizar un complejo ejercicio de ingeniería regulatoria y empresarial con el fin de fomentar la competencia a nivel nacional.

En efecto, las peculiaridades técnicas y económicas del suministro eléctrico, que enumerábamos anteriormente, hacían difícil la entrada de nuevos agentes que pudieran competir con los preexistentes en condiciones de igualdad. Por ello, y en paralelo con el proceso de liberalización, fue necesario acometer procesos de privatización y de desintegración, tanto vertical, separando los negocios de redes de los negocios liberalizados, co-

mo horizontal, creando de esta forma una masa crítica de nuevos agentes que pudiesen dar lugar a una competencia efectiva.

Estas actuaciones no siempre resultaron posibles e incluso en algunos casos cuando se llevaron a cabo no dieron los resultados previstos. Las razones para lo anterior eran variadas, por ejemplo en los países en los que existían empresas privadas, la desintegración vertical y horizontal no siempre resultaba posible. En otros casos, cuando las empresas eran públicas, era el propio gobierno el que mostraba reticencias a la hora de desmembrar una industria que hasta hacía poco había sido considerada estratégica y que corría el riesgo de caer en manos extranjeras.

Por otra parte, el comercio internacional de electricidad, que podía paliar esta falta de competencia a nivel nacional, también estaba condicionado por las peculiaridades del suministro eléctrico y de la propia historia del sector. Entre las circunstancias que condicionaban este comercio podríamos destacar:

- El carácter estratégico de la electricidad, que hizo que históricamente los países desarrollaran políticas orientadas al autoabastecimiento, no fomentándose el desarrollo de las interconexiones internacionales y reduciendo el papel de estas al de un mero apoyo en caso de emergencia o para intercambios de excedentes puntuales.
- Los diferentes modelos de liberalización y funcionamiento de los mercados, junto con asimetrías regulatorias, cuando no subvenciones encubiertas, tampoco favorecía el libre comercio de electricidad entre los países.
- Por último, el efecto que sobre la continuidad y seguridad del suministro de un país puede tener la propagación, a través de la red de transporte, de un incidente originado en la red de un tercero, obliga a una mayor coordinación entre los operadores de los sistemas, coordinación que deberá ser mayor cuanto más dependientes sean los países de los intercambios internacionales y más al límite se utilicen estas interconexiones (1).

LA LIBERALIZACIÓN EN EL MARCO DE LA UE: LOS MERCADOS SUPRANACIONALES ↓

La Unión Europea nunca permaneció ajena a los procesos de cambio que se estaban generando en los sectores eléctricos de los países miembros ni a los problemas que llevaban asociados; es más, consciente del papel primordial que juega la energía en el bienestar social y el desarrollo económico y su importancia para la vertebración de una

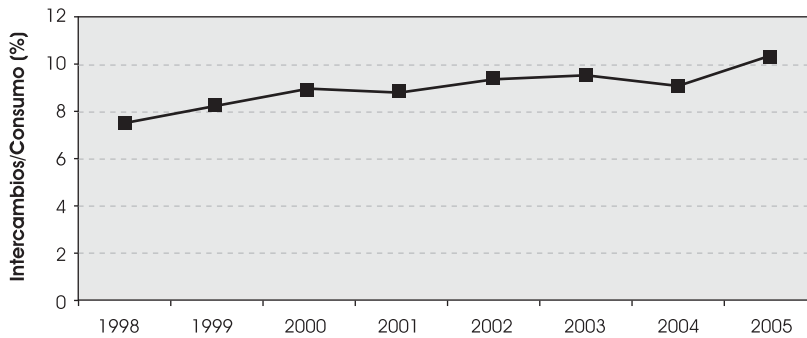


GRÁFICO 1

INTERCAMBIOS
TRANSFRONTERIZOS DE
ELECTRICIDAD EN LA UE

FUENTE:
Informe sobre la experiencia obtenida en la aplicación del Reglamento (CE) nº 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Comisión Europea 2007.

Europa unida, decidió impulsar estos procesos desde sus primeros momentos.

Así, la Directiva 90/377/CEE, relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes, constituyó el embrión de las posteriores iniciativas para la constitución del Mercado Interior europeo de la electricidad. Esta Directiva establecía el marco legal para el intercambio de la electricidad entre redes de alta tensión europeas en condiciones no discriminatorias.

Sin embargo, no será hasta seis años más tarde, con la aprobación de la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, cuando la Unión Europea sienta las bases sobre las que los países deben proceder a la liberalización progresiva de sus sectores eléctricos. Esta Directiva incluía una serie de medidas entre las que destacan las siguientes: establecimiento de normas relativas al acceso de terceros a la red; procedimientos para instalación de nueva generación; separación entre actividades de empresas verticalmente integradas; creación de un gestor de la red de transporte y operador del sistema independiente del resto de actividades eléctricas, y establecimiento de un calendario de liberalización de los mercados eléctricos.

Además de sentar las bases para la liberalización de los mercados eléctricos nacionales, esta Directiva pretendía impulsar la creación de un mercado único interior de la electricidad en Europa, en el convencimiento de que solo favoreciendo los intercambios entre los países de la UE se favorecería la competencia y la integración europea.

Sin embargo, los resultados de la aplicación de la Directiva 96/92/CE no fueron tan satisfactorios como habría cabido esperar. Así, en el ámbito de los mercados nacionales, el grado de apertura y la velocidad de las reformas fue muy dispar, e incluso aún hoy, 11 años después, la propia UE consi-

dera que los Estados deben hacer mucho más para conseguir mercados eléctricos en los que exista verdadera competencia. En este sentido, basta recordar las conclusiones de la investigación sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos europeos, llevada a cabo por la Comisión Europea durante 2006 y cuyas conclusiones han sido publicadas recientemente.

Por otra parte el comercio transfronterizo de electricidad, principal indicador del funcionamiento del mercado interior, tampoco aumentó en los años siguientes a la aprobación de dicha Directiva de forma significativa, con lo que se corría el riesgo de que el objetivo final de construir un mercado interior europeo se quedase limitado a la creación de 15, en la actualidad 27, mercados eléctricos nacionales liberalizados.

No obstante, las autoridades europeas han continuado apostando por el mercado interior de la electricidad (también existen iniciativas similares para el gas) como vehículo para lograr una mayor competitividad, no sólo en el propio sector eléctrico, sino en los demás sectores económicos en los que la electricidad constituye un input primordial.

Para dar un nuevo impulso y aumentar el alcance de las medidas que se establecían en la primera Directiva sobre mercado interior, la UE aprobó la Directiva 2003/54/CE que derogaba la anterior y que constituye el nuevo marco regulatorio a nivel europeo para la apertura de los diferentes mercados. Conjuntamente con esta Directiva, se publicó el Reglamento 1228/2003 sobre condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Pero independientemente del necesario impulso regulatorio a nivel de la UE, existe un elemento esencial, sin el cual difícilmente se logrará el objetivo de un mercado interior, esto es la disponibilidad de interconexiones eléctricas. Como se comentó

anteriormente, la concepción estratégica del sector y su estructura empresarial, no propiciaron el desarrollo de las interconexiones entre países, siendo estas claramente insuficientes al inicio del proceso de liberalización, para soportar los intercambios de electricidad necesarios para desarrollar un verdadero mercado interior.

Esta situación no se ha modificado mucho en la actualidad, como consecuencia de los problemas derivados del creciente rechazo social a las infraestructuras eléctricas, que aumenta la oposición de las autoridades locales, retrasando cuando no paralizando los procesos de aprobación y autorización de las nuevas inversiones, lo que explica que en los últimos años el incremento de las interconexiones en Europa haya sido poco importante.

El necesario impulso político para el aumento de las interconexiones llegó en el Consejo de Barcelona de marzo de 2002, en el que los Jefes de Gobierno de los quince llegaron al compromiso político por el que cada país debería tener una capacidad de interconexión equivalente al 10% (2) de la potencia instalada para el 2005, objetivo que a día de hoy no ha sido alcanzado por un gran número de países, entre los que se encuentra España. Este compromiso se ha renovado en el último Consejo de primavera, habiéndose ampliado el plazo hasta 2010 para aquellos mercados que a día de hoy permanecen «aislados» eléctricamente, como es el caso de la Península Ibérica en su conjunto respecto a Europa.

Para favorecer el desarrollo de las interconexiones, la Unión Europea puso en marcha el programa TEN para el desarrollo de redes de energía trans-europeas, por el que se fomenta el desarrollo de una serie de infraestructuras («Proyectos de interés común») cuya puesta en servicio debe ser facilitada y acelerada. Dentro de los anteriores proyectos se encuentran 42 considerados como altamente prio-

ritarios, «proyectos de interés europeo», los cuales incluyen infraestructuras de interconexión o con gran impacto sobre la capacidad de éstas.

Además, la Unión Europea está llevando a cabo medidas regulatorias encaminadas a salvar los obstáculos existentes para su construcción. Una de las últimas medidas destacables es la creación de la figura del Coordinador Europeo para una serie de proyectos de interconexión que llevan paralizados largo tiempo ante la falta de acuerdo entre los países implicados. Entre estos proyectos está la interconexión España-Francia a través del Pirineo Oriental, vital par el desarrollo del mercado ibérico, el MIBEL.

En cualquier caso, la estrategia europea para la creación de un mercado interior de la electricidad parece haber evolucionado desde la idea original de la integración de los mercados nacionales hasta la actual, que pasa por la creación de mercados regionales y su paulatina integración en pasos posteriores.

LOS MERCADOS REGIONALES †

Recientemente la Comisión Europea ha plasmado en el papel su idea sobre la estrategia a adoptar para conseguir los objetivos que afronta Europa en lo que respecta a cuestiones energéticas. Ha sido apoyada por el Consejo de la Unión Europea en su reunión de primavera. La construcción del mercado interior de la electricidad para dotar de mayor competitividad a la industria europea en general, permanece como uno de los principales objetivos dentro de esta estrategia y una de las principales medidas que se están desarrollando en este sentido es la creación de diversos mercados regionales en el ámbito de la Unión Europea.

Se pretende que estos mercados regionales constituyan el paso intermedio para el objetivo final que constituye el mercado interior de la electricidad.

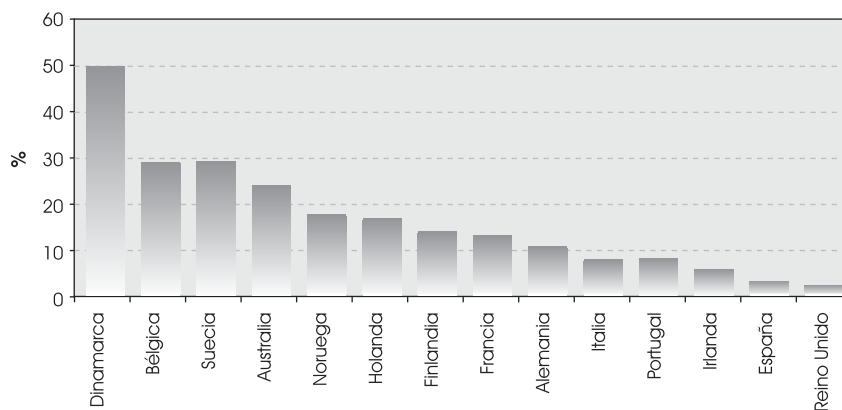


GRÁFICO 2
CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN RESPECTO A POTENCIA INSTALADA
En porcentaje

FUENTE:
Informe anual sobre el progreso del mercado interior de la electricidad y el gas. Comisión Europea 2005.

**CUADRO 1
COMPARATIVA MIBEL 2005**

	MIBEL respecto a UCTE			Otros mercados		
	MIBEL	UCTE	%	Italia	UK	Nordel
Población (millones)	51,6	420,1	12,3	58,5	60,2	24,2
Potencia instalada GW	84,3	6060,6	13,9	85,5	81,8	89,1
Punta máxima GW	51,4	389,8	13,3	54,1	63,0	60,6
Demanda TWh	294,1	2.496,0	11,8	330,4	370,8	393,9
Líneas km (220 + 400 kV)	37.678,0	218.899,0	17,2	21.915,0	20.502,0	31.700,0

FUENTE: REE y REN para MIBEL. Statistical Year Book 2005 de UCTE y Consulfirma para datos de UCTE y mercados europeos.

ERGEG (Grupo de Reguladores Europeo de la Electricidad y el Gas) está coordinando los diferentes proyectos de mercados regionales, a través de los reguladores de los distintos países.

Se han definido siete mercados regionales que son los siguientes:

Estados Bálticos: Estonia, Lituania y Letonia.

Europa Central Este: Austria, República Checa, Alemania, Hungría, Polonia, Eslovaquia y Eslovenia.

Europa Central Sur: Austria, Francia, Alemania, Grecia, Italia, Eslovenia, Suiza.

Europa Central Oeste: Bélgica, Francia, Alemania, Luxemburgo, Holanda.

Norte de Europa: Dinamarca, Finlandia, Alemania, Noruega, Polonia, Suecia.

Europa Sur Oeste: Francia, España, Portugal.

Reino Unido e Irlanda: Francia, Irlanda y Reino Unido.

Las principales áreas en que se está trabajando son la gestión de las interconexiones con el objetivo de aumentar la capacidad disponible, la armonización de la gestión de los mercados eléctricos, el aumento de la transparencia de la información y los aspectos regulatorios implicados.

El mercado regional, tal y como está definido, en el que se encuentra integrado España, abarca Portugal y España completos y el sur de Francia. En una reunión al más alto nivel entre los presidentes de las comisiones reguladoras de estos tres países que ha tenido lugar recientemente, se han definido las prioridades para el desarrollo de este mercado. Cabe destacar que el avanzado desarrollo que del MIBEL será sin duda aprovechado a la hora de realizar los trabajos necesarios para llevar a cabo la integración de estos tres mercados.

Paralelamente a la futura constitución de estos mercados regionales, que están siendo tutelados

por la Unión Europea, existen otras iniciativas similares que están funcionando desde hace años como es el caso del NordPool y el BETTA y otras que están siendo impulsadas por los propios países en estos momentos, como es el caso del MIBEL.

El primero de los mercados regionales, NordPool, comenzó su funcionamiento en el año 1996 con la integración de los mercados de Noruega y Suecia, a quienes se uniría Finlandia en 1998 y finalmente Dinamarca, en el año 2000. Como dato a tener en cuenta, el volumen de electricidad negociada en el mercado físico de Nordpool supuso en 2005 el 45% del consumo total de los países que lo integran. Este mercado está sustentado por un gran número de interconexiones entre los países nórdicos, resultando que todos ellos superan el 10% anteriormente mencionado.

En el año 2005 comenzó sus operaciones el BETTA, que integra los sistemas de Inglaterra y Gales con el escocés, siendo este una continuación del mercado que exista hasta el momento en Inglaterra y Gales.

Entre los mercados regionales que se están fraguando en estos momentos cabe destacar por su avanzado estado de desarrollo la unificación de los mercados de Irlanda con el de Irlanda del Norte, que tiene previsto el inicio de las operaciones para noviembre de este año.

En este entorno europeo el MIBEL, cuya constitución está prácticamente finalizada y ya se encuentra en funcionamiento a nivel práctico, constituye un mercado comparable a los de su entorno con un orden de magnitudes comparables a las de Italia o Reino Unido y con un peso en el conjunto europeo de UCTE, de más del 12% en las magnitudes de comparación más importantes como son población, demanda o potencia instalada.

Conviene señalar, que la red de transporte ibérica en alta tensión es la más importante en extensión de todos esos mercados, lo que significa que es la región mejor preparada para su integración interior, por la mayor capacidad y flexibilidad de su red.

En el año 2006 ya había una capacidad de interconexión que oscilaba entre 1000 MW en sentido España - Portugal en verano hasta 1300 MW en el mismo sentido en invierno (3).

Esto ha hecho que desde el año 2001, en el que se firmó el protocolo de colaboración y se inició el proceso de creación del MIBEL, el saldo exportador de España a Portugal haya pasado de 265 GWh a 5458 GWh en 2006.

Esta cifra supone que el 16% de la demanda total portuguesa fue cubierta por generadores españoles en 2006. Esta tendencia continúa en los primeros meses de este año, manteniéndose ese 16% de suministro de la demanda portuguesa a través de la interconexión con España.

La creación del MIBEL ha supuesto un esfuerzo común de integración superando las posibles diferencias entre los dos mercados derivadas, en primer lugar, de las diferencias de tamaño, como se puede observar en el cuadro adjunto.

EL PROCESO DE CREACIÓN DEL MIBEL ↓

La constitución del Mercado Ibérico de Electricidad ha sido un proceso largo y no exento de retrasos y complicaciones, como no podía ser de otra forma en este tipo de actuaciones.

Como se ha dicho anteriormente, la creación de mercados eléctricos no es un proceso espontáneo, sino que obedece a la voluntad política de los reguladores. Por ello, que en el caso de los mercados supranacionales, además de exigir una complicada armonización regulatoria, que tenga en cuenta los intereses de los diferentes agentes implicados, es necesario compatibilizar los intereses de los Estados y, en consecuencia, sus calendarios políticos.

Los primeros pasos para la constitución de un mercado ibérico de la electricidad se dan a partir de 1998, año en que se liberaliza el sector eléctrico en España y ambas administraciones inician su colaboración para la eliminación progresiva de los obs-

táculos a los intercambios de energía. Como consecuencia de estos contactos, y en línea con las conclusiones del Consejo Europeo de Lisboa de 23 y 24 de marzo de 2000, ambos países consideran conveniente acelerar el proceso de integración, firmándose el 14 de noviembre de 2001 por parte de los gobiernos de España y Portugal el «Protocolo de colaboración entre las administraciones española y portuguesa para la creación del mercado Ibérico de electricidad».

En este documento se establecían las principales acciones a desarrollar y los pasos necesarios para la creación y la entrada en funcionamiento del MIBEL, cuya fecha prevista de puesta en marcha debería haber sido el 1 de enero de 2003.

La fecha anterior se podía considerar poco realista si se tenía en cuenta el diferente escenario regulatorio y empresarial del que partían ambos países y que debía implicar un gran esfuerzo de armonización. Así, España había iniciado el camino de la liberalización total tan solo dos años y medio antes con la publicación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, por la cual se creaba un mercado diario mandatario de facto y de tipo marginalista y se establecía un calendario para la liberalización total del suministro a los consumidores finales. Desde el punto de vista empresarial, el sector eléctrico, aunque concentrado, estaba en manos de varias empresas totalmente privadas.

En Portugal, por su parte, el Decreto Ley 182/95, por el que se establecían las bases de organización del Sistema Eléctrico Nacional, había definido un modelo de liberalización similar al recogido en España en la LOSEN (4), en el que coexistían dos modelos yuxtapuestos: por un lado el SEP (Sistema Eléctrico Público) y por otro el SEI (Sistema Eléctrico Independiente), que agrupaba a la generación del «régimen especial» y a la parte liberalizada del mercado (Sistema Eléctrico No Vinculado, SENV), constituida por los productores no afectos al SEP y los clientes elegibles.

El SEP funcionaba como un sistema con separación de actividades mediante licencias, pero ver-

CUADRO 2
PESO DE LOS MERCADOS DE ESPAÑA Y PORTUGAL EN 2006

	MIBEL	España	%	Portugal	%
Población (millones)	52,2	41,6	79,7	10,6	20,3
Potencia instalada GW	88,7	78,3	88,3	10,4	11,7
Punta máxima GW	51,0	42,2	82,7	8,8	17,3
Demanda TWh	302,1	252,9	83,7	49,2	16,3
Líneas km (220 + 400 kV)	38.373,0	56.209,0	80,9	13.294,0	19,1
Capacidad Transf. MVA	69.473,0	56.209	80,9	13.264,0	19,1

FUENTE: REE y REN.

ticamente integrado a través de contratos de adquisición de energía (CAEs) entre los productores y REN, que suponían el 80% de la energía en Portugal. En cuanto a la estructura del sector, ésta mantenía el patrón clásico de un monopolio público.

Conscientes de esta realidad, el Protocolo estableció entre las acciones a desarrollar una serie de mandatos a los órganos reguladores, a los operadores del sistema y a las propias administraciones, encaminados a desarrollar las bases del modelo de organización del mercado, definir las medidas técnicas y organizativas necesarias para la entrada en funcionamiento del Mercado Ibérico, elaborar procedimientos armonizados de operación que permitieran la explotación coordinada de los dos sistemas de forma óptima e identificar los obstáculos legislativos y administrativos para la convergencia de los sistemas eléctricos de los dos países.

Los trabajos se iniciaron como estaba previsto, concluyéndose los estudios encargados a los reguladores y a los operadores de los sistemas en los plazos establecidos. No sucedió lo mismo con la identificación de los obstáculos legislativos y administrativos y el calendario para su eliminación, que correspondía a las administraciones, debiendo esperar hasta la Cumbre Hispano - Lusa, celebrada en Valencia en octubre de 2002, para que los gobiernos de España y Portugal volvieran a manifestar su voluntad de avanzar en la construcción del MIBEL, proponiendo desarrollo gradual de este entre 2003 y 2006.

En esa cumbre se llegó al compromiso de crear un Operador de Mercado Ibérico único (OMI), que tendría un carácter bipolar, con un polo correspondiente al mercado spot (diario e intradiario), que se ubicaría en España, y con otro polo correspondiente al mercado a plazo y que se ubicaría en Portugal.

Durante el año 2003 continuaron los trabajos de construcción del MIBEL, pero dadas las dificultades y las diferencias entre ambos países mencionadas anteriormente, hubo que esperar a una nueva cumbre, esta vez celebrada en Figueira da Foz en noviembre de 2003, para que los gobiernos de Portugal y España acordaran los principios básicos para el desarrollo de la integración de los sistemas eléctricos de los países, fijando una nueva fecha de inicio del funcionamiento integrado del MIBEL para el 20 de abril de 2004.

Los principios de la Cumbre fueron desarrollados en el «Convenio Internacional por el que se acuerda la constitución de un Mercado Ibérico de Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa», firmado el día 20 de enero de

2004. En este Convenio se ratifica la fecha del 20 de abril como fecha de inicio de funcionamiento del MIBEL, pero no se avanza significativamente en la descripción del modelo de mercado (5) más allá de establecer la creación de un OMI, único con la fusión de OMIE y OMIP, la creación de un Consejo de Reguladores y el Comité de Agentes del Mercado (6).

En cuanto a la fecha establecida para el comienzo del MIBEL, ésta tuvo que ser retrasada debido a los cambios de gobierno en ambos países (7).

El día 1 de octubre de 2004 se firma un nuevo «Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa», en el que se establecían los principios generales que habrían de regir el MIBEL. Este Convenio establecía una nueva fecha, el 30 de junio de 2005 como punto de partida del MIBEL, sin embargo el cambio de gobierno en Portugal obligó a un nuevo retraso (8).

Sin embargo, y aunque el MIBEL no entró en vigor en la fecha prevista, este convenio ha constituido la base para todos los acuerdos y desarrollos legislativos posteriores, siendo ratificado en la Cumbre Hispano - Lusa de noviembre de 2005, donde se establece un nuevo calendario de actuaciones para el 2006, que incluía la entrada en funcionamiento del MIBEL en julio de ese año. Entre las actuaciones más importantes que se aprobaron en esa cumbre habría que mencionar las siguientes:

- Continuar el refuerzo de las interconexiones por el sur, Algarve-Andalucía, con horizonte 2011, e iniciar estudios para el eje internacional del noroeste.
- Publicación de las reglas de mercado OMIP/OMI-Clear y arranque del mismo.
- Puesta en marcha del Comité de Reguladores.
- Propuesta conjunta de mecanismo de gestión de interconexiones.
- Obligación a los distribuidores o comercializadores regulados de adquirir al menos el 5% de energía en OMIP.

Por último, en la cumbre hispano-lusa de noviembre de 2006, los gobiernos de España y Portugal hicieron un repaso a los principales mandatos del Convenio Internacional cumplidos y declararon su interés por avanzar en aquellas áreas donde los progresos habían sido menos significativos, estableciéndose los principales compromisos a alcanzar en el 2007.

BASES Y ESTRUCTURA DEL MERCADO IBÉRICO ↓

Desde sus orígenes, con la firma del Protocolo en 2001, el MIBEL se define como un mercado supranacional que debe permitir a todos los participantes del mismo a acceder en condiciones de igualdad, transparencia y objetividad, independientemente de su ubicación.

Como ya se ha dicho, las bases de funcionamiento y estructura del mercado, actualmente en vigor, fueron las fijadas en el Convenio Internacional de 1 de octubre de 2004. Estas bases, sobre las que se asienta el funcionamiento del MIBEL se podrían resumir de la siguiente forma:

- Coexistencia de diferentes formas de contratación: Mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario y contratación bilateral.
- Libertad de contratación para los agentes e igualdad de trato a todas las formas de contratación permitidas.
- Existencia de dos operadores del sistema responsables cada uno de su área, pero funcionando de forma coordinada y sobre la base de procedimientos de operación armonizados.
- Asignación de la capacidad comercial de la interconexión mediante la aplicación de mecanismos de mercado acordados entre las partes.
- Mecanismo armonizado de garantía de potencia e interrumpibilidad.
- Contratación de servicios de ajuste del sistema en el mismo día, mediante mecanismos de mercado, siendo los operadores del sistema los responsables en régimen de exclusividad.
- Establecimiento de la figura de «comercializador regulado» o «suministrador de último recurso» (Directiva 2003/54/CE).
- Integración en el Operador del Mercado Ibérico (OMI) (9) del OMIP, que gestiona el mercado a plazo, y del OMIE, que gestiona el mercado diario. Potenciación de los mercados a plazo, mediante el establecimiento de un período transitorio en el que los distribuidores y comercializadores regulados deberán adquirir un porcentaje de energía en este mercado.
- Creación de mecanismos conjuntos que permitan el desarrollo de nueva regulación, la supervisión y el control del funcionamiento del MIBEL: Consejo de Reguladores (CNE, ERSE, CNMV y CMVM); Comité de Agentes del Mercado y Comité de Gestión Técnica Económica del MIBEL.

■ Armonización y eliminación, en la medida de lo posible, de aquellos aspectos que puedan dar lugar a trato discriminatorio entre los agentes de uno y otro país: en armonización tarifaria, tratamiento régimen especial, eliminación CTC's y CA-ES, etc.

FUTUROS PASOS PARA LA CREACIÓN DEL MIBEL ↓

En la cumbre hispano-lusa de noviembre de 2006 se hizo repaso de los logros alcanzados en la constitución del MIBEL y, aunque estos han sido significativos, se consideró la necesidad de seguir avanzando en algunos aspectos que quedaban pendientes de definir. Así, el día 8 de marzo de 2007, los gobiernos mantuvieron una reunión bilateral en la que se establecieron una serie de compromisos futuros de gran importancia para la definitiva implantación del MIBEL, entre los que podemos destacar los siguientes.

Organización de OMI e integración de funciones de los mercados ↓

La Organización de OMI y la integración de las actuales funciones de los mercados a plazo y a la vista en el futuro Operador del Mercado Ibérico fue el primero de los compromisos adoptados.

El modelo de participaciones se estructura sobre la base de dos *holding* accionistas, OMIE y OMIP, con sedes en España y Portugal con participaciones cruzadas entre ellos del 10%. Ambas entidades poseerán el 50% de OMI.

Respecto a la estructura empresarial, OMI estará constituido por dos sociedades gestoras de mercado; una, con sede en España y otra, en Portugal. Cada sociedad tendrá una participación del 50% en OMIClear, sociedad de compensación de mercados de energía. La presidencia y vicepresidencia será común, cargos que corresponderán a los dos países de forma alternativa.

En la estructura accionarial se contempla que ningún accionista particular puede tener más del 5% de cualquiera de los dos *holding* de OMI y la participación agregada de empresas del sector eléctrico y gasista no puede ser mayor del 40%.

El calendario para la implementación deberá ser concretada por OMIE y OMIP antes de fin mayo de 2007 y ser efectivo antes de fin de año.

Las subastas para el suministro de energía a distribuidores/comercializadores de último recurso serán efectuadas por OMI a partir de julio de 2008 pudiendo estar las liquidaciones a cargo de OMIClear.

Coordinación entre los operadores de sistema ↓

Con objeto de profundizar la coordinación entre ambas sociedades, se decidió la realización de un intercambio cruzado de participaciones de capital entre REN y Red Eléctrica. En este sentido, REN y Red Eléctrica firmaron una alianza estratégica el día 6 de marzo de 2007 en la que se establecía, entre otros aspectos, la adquisición de participaciones cruzadas entre las sociedades. En su caso concreto, Red Eléctrica ha adquirido una participación del 5% en REN.

Así mismo, y con el fin de mejorar la articulación entre los diferentes mecanismos de contratación previstos en el MIBEL, se ha autorizado la participación de ambos operadores del sistema en cada uno de los holding accionistas de OMI hasta un máximo de 10%.

Aumento de la competencia ↓

Existe una preocupación generalizada en relación con la alta concentración del mercado eléctrico Ibérico y de sus posibles consecuencias para el funcionamiento de la competencia. Para paliar en la medida de lo posible esta situación se han tomado las siguientes medidas:

- Una sociedad que actúe en los mercados como representante de otras no podrá ejercer a la vez por cuenta propia y ajena. Se entiende que opera por cuenta propia si tiene el 50% del capital de la empresa.

- Se crea la figura del operador dominante, que será aquella empresa que posea al menos una cuota de mercado del 10%, no incluyéndose en ese porcentaje el régimen especial).

A los operadores dominantes se les podrán poner ciertas limitaciones y obligaciones, tal como: Posibilidad de realizar subastas de capacidad virtual; imposibilidad de acceso a estas subastas como compradores; restricciones de adquisición de energía a terceros países comunitarios si hay congestión; imposibilidad de representación de productores de régimen especial, y restricciones a la autorización de nueva generación si hay congestión de redes.

- Con el propósito de fomentar la aparición de nuevos comercializadores en el MIBEL, y en coherencia con las reglas establecidas para la aplicación del concepto de operadores dominantes anteriormente descritos, antes de julio de 2007 se realizarán subastas virtuales de capacidad.

La capacidad estará repartida en contratos trimestrales, semestrales o anuales y las cantidades

a colocar irán aumentando progresivamente. A partir de julio de 2008, las subastas virtuales de capacidad serán organizadas por OMI, desde el momento de su creación.

- Una cuestión de suma importancia para el desarrollo del MIBEL, una vez que han desaparecido los CTC en España, es la de supresión de los CAE en Portugal, dado que suponían un fuerte obstáculo para el mercado liberalizado. En este sentido, los gobiernos han acordado que se adelante la supresión de los CAE, estimándose que la conclusión del proceso alcance al 80% de la energía antes julio de 2007.

Convergencia tarifaria ↓

Se ha establecido un calendario de adaptación de las tarifas que se puede resumir de la siguiente forma:

En julio de 2008 serán eliminados los descuentos de interrumpibilidad a clientes de alta tensión en el mercado libre.

En enero de 2011 se garantizarán tarifas reguladas de último recurso a los clientes de baja tensión.

Antes de abril de 2007, REN y Red Eléctrica presentarán una propuesta de aplicación armonizada de gestión de interrumpibilidad y compensación de energía.

Antes de octubre de 2007, el consejo de reguladores presentará una metodología de cálculo de tarifas de acceso con objeto de armonizarlas.

En cualquier caso, los comercializadores podrán vender energía a precios inferiores a tarifas de último recurso. Estas serán fijadas sobre la base de mecanismos de mercado. Por tanto, los comercializadores de último recurso asumirán riesgos.

Adquisición de energía para los distribuidores o comercializadores de último recurso ↓

Se establece un mecanismo de adquisición de energía por parte de los distribuidores o comercializadores de energía de último recurso (CUR), debiendo estos adquirir la energía necesaria para el suministro a tarifa de sus clientes a través de tres modalidades: A plazo, con entregada física (trimestral, anual, mensual); bilateral, con cantidad y precio adjudica en subastas, y en mercado diario e intradiario.

Las primeras subastas se realizarán en julio de 2007 y tendrán carácter trimestral. En una primera fase

se harán en los dos países por separado pero de forma simultánea.

Para las subastas de julio de 2007, los gobiernos contratarán a una empresa que las gestione. A partir de julio de 2008 lo hará OMI y las subastas serán únicas en todo MIBEL.

Elección de comercializador ↓

Para alcanzar un elevado grado de concurrencia en el MIBEL, es importante que los consumidores puedan hacer su elección de comercializador de forma libre en el espacio Ibérico. Para ello se ha decidido potenciar la armonización de mecanismos de cambio de comercializador, creándose entidades independientes de cambio de comercializador en España y Portugal, que tendrán al menos un 10% de participaciones cruzadas.

DESARROLLO Y GESTIÓN DE LAS INTERCONEXIONES EN EL MIBEL ↓

En 2001, cuando se inició el proyecto de crear un mercado Ibérico de la electricidad, la interconexión (10) entre España y Portugal se reducía a dos líneas de 400 kV y tres de 220 kV. El valor indicativo mínimo de la capacidad disponible para fines comerciales variaba entre 550 MW en la dirección de Portugal a España en verano y 850 MW en la dirección contraria en invierno.

Con la firma del «Protocolo de colaboración entre las administraciones española y portuguesa para la creación del mercado Ibérico de electricidad» en 2001 se decidió aumentar la capacidad de la interconexión, con la puesta en servicio de nuevas líneas y el refuerzo de algunas existentes.

Tras varios años, los trabajos se han ido desarrollando según el programa previsto en dicho protocolo, y en algunos casos adelantándose al mismo, como es el caso de la línea de 400 kV Cartelle – Lindoso, en servicio desde marzo de 2004, dos años antes de lo establecido inicialmente. En diciembre de 2004 también entró en servicio la línea de 400 kV Alqueva - Balboa. Con estas nuevas líneas la capacidad disponible para fines comerciales alcanzaba los 1000 MW (11).

En el año 2006 ya había una capacidad de interconexión que oscilaba entre 1000 MW en sentido España-Portugal en verano hasta 1300 MW en el mismo sentido en invierno.

El incremento de la capacidad de interconexión ha permitido un aumento de los intercambios, habiendo pasado el saldo exportador de España a Portugal de 265 GWh en 2001 a 5458 GWh en 2006.

Sin embargo, la capacidad de intercambio aún continua siendo limitada y, dado que es un aspecto clave para el buen funcionamiento del MIBEL, ambos países siguen trabajando para que la capacidad comercial de interconexión no suponga ningún límite a la libertad de los agentes de ambos países para realizar transacciones en el marco del MIBEL. Los proyectos de interconexión eléctrica transfronteriza en marcha permitirán un incremento de la capacidad comercial hasta el entorno de los 1900 MW en 2009.

En la cumbre hispano-lusa celebrada en Évora, en noviembre de 2005, ambos países acordaron continuar con el refuerzo de las interconexiones en la zona sur, Algarve-Andalucía, y en el norte, eje internacional noroeste. Estos acuerdos fueron ratifi-

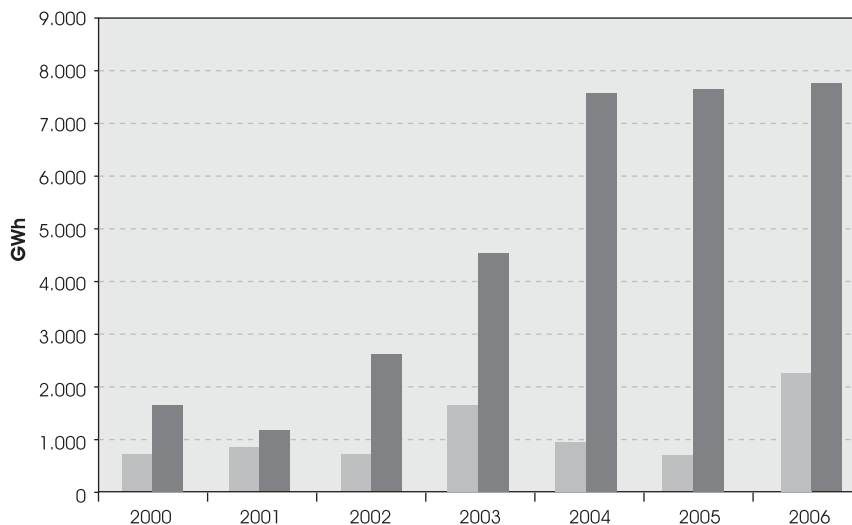


GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LOS SALDOS IMPORTADORES EXPORTADORES

■ P -> E
■ E -> P

FUENTE:
Red Eléctrica y REN.

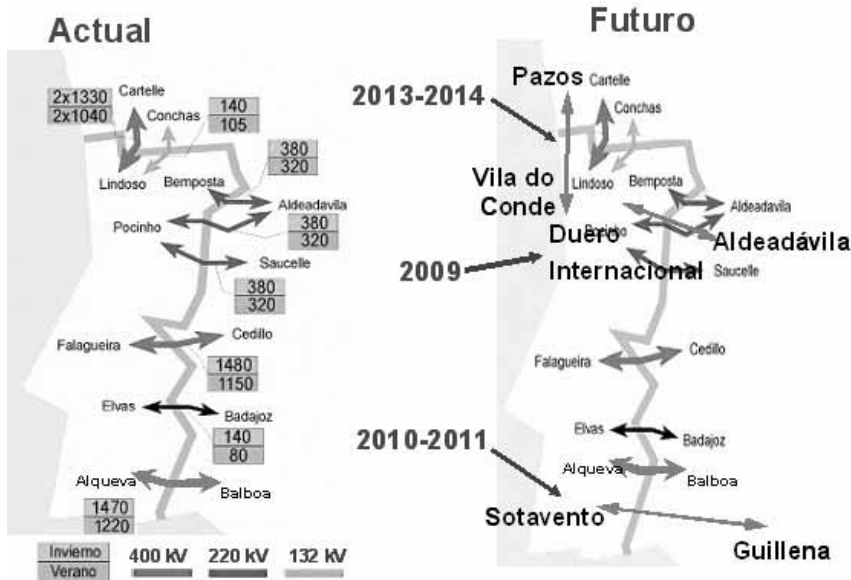


GRÁFICO 5
CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN ENTRE ESPAÑA Y PORTUGAL

FUENTE:
Elaboración propia.

cados en la cumbre de Badajoz, de noviembre de 2006, con el objetivo de alcanzar en 2010 una capacidad de interconexión de 3000 MW.

También en cumplimiento de lo establecido en la cumbre de Évora se iniciaron los estudios para la construcción de una nueva línea de interconexión en Cavaleiros – Puebla de Sanabria. Esta línea de 220 kV, aunque de escasa influencia en la capacidad comercial total, es de gran importancia para el suministro al mercado local.

Respecto de la interconexión del MIBEL con la UE, con vistas a una futura integración de mercados, la situación es más complicada pudiendo considerarse la península ibérica como una isla energética, ya que actualmente la capacidad de interconexión comercial España - Francia es 1400 MW, lo que supone tan solo el 3,2% de la punta del sistema español, cifra que se reduce al 2,7% si se tiene en cuenta la totalidad del MIBEL.

El calendario previsto de refuerzo de la interconexión con Francia establece que en el 2011 se alcancen 2600 MW y que en el intervalo 2012 - 2016 se llegue a 4000 MW, capacidad claramente insuficiente para poder garantizar la integración del MIBEL con el resto del mercado Europeo.

Aun considerando los futuros incrementos de capacidad planificados para el MIBEL, los estudios realizados con horizontes temporales que alcanzan hasta el año 2012 indican que los agentes establecerían intercambios de energía entre España y Portugal superiores a la capacidad de intercambio que se prevé disponible en cada escenario durante un importante número de horas al año.

Por tanto, la interconexión España - Portugal debe considerarse potencialmente como un recurso escaso hasta al menos ese horizonte y debe preverse un mecanismo de gestión adecuado.

El 30 de diciembre se publicó la Orden ITC/4112/2005, por la que se establecía el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica que no se ajustaba a lo establecido en el Reglamento 1228/2003 del Parlamento europeo relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

En el Reglamento europeo antes citado se establecía que los mecanismos para la gestión de las congestiones en las interconexiones debían seguir las leyes de mercado, regirse por normas no discriminatorias, transparentes y públicamente disponibles. Los mecanismos propuestos en el Reglamento eran: redespacho de la generación (en uno o en los dos lados de la interconexión), subastas explícitas, subastas implícitas, separación de precios en el mercado (*Market Splitting*), redespacho en contra dirección (*Counter Trading*) y acoplamiento de mercados (*Market Coupling*).

En junio de 2006, el Consejo de Reguladores publicó una propuesta para la gestión conjunta de la interconexión Portugal - España, acorde con el Reglamento Europeo, que consiste en un sistema mixto que combina las subastas explícitas en diferentes horizontes temporales y el *Market Splitting* y en que la capacidad disponible, que publican los operadores del sistema, se reparte entre los dos mecanismos.

El día 28 de marzo de 2007 se publicó la Orden ITC/842/2007, que regula el mecanismo de gestión

en la interconexión España - Portugal y desarrolla la propuesta del Consejo de reguladores.

En la actualidad, los operadores del sistema de ambos países están llevando a cabo conjuntamente la modificación de los procedimientos de operación que regulan el mecanismo de subastas de capacidad que entrarán en funcionamiento en cuanto toda la regulación relacionada sea aprobada (12).

CONCLUSIONES ↓

La liberalización del suministro eléctrico, a diferencia de otras actividades económicas e industriales, no ha sido un proceso espontáneo, sino que ha necesitado de un decidido impulso político para poder afrontar las reformas regulatorias y estructurales necesarias, que permitan crear unas condiciones mínimas de competencia.

Por otra parte, y aunque cualquier proceso de liberalización no puede considerarse completo sino va acompañado de la apertura al comercio internacional, esta condición se hace aun más crítica en la industria del suministro eléctrico. En efecto, cuando durante el proceso de liberalización el regulador no ha querido o no ha podido crear unos niveles mínimos de competencia entre los agentes nacionales, el comercio internacional puede paliar esta falta de competencia interna de forma efectiva.

Sin embargo, dada la historia del sector en cada país y las características propias del suministro eléctrico, la potenciación del comercio transfronterizo de electricidad no es una tarea fácil, y exige la organización de mercados supranacionales, que compartan no solo un nivel mínimo de interconexión, condición básica, sino también un grado de armonización regulatoria que dé soporte a los intercambios entre agentes de diferentes países y garantice un trato transparente y no discriminatorio entre los mismos.

Precisamente la necesidad de llevar a cabo una armonización regulatoria, que implica no solo tener en cuenta los intereses de los agentes implicados sino también los intereses de los propios estados y la necesidad de disponer de unas infraestructuras de interconexión, que en muchos casos no existían, y cuya desarrollo en la actualidad se enfrenta a un alto grado de oposición social, es lo que ha dificultado la creación de estos mercados supranacionales y, en definitiva, la creación de un mercado único de la electricidad a nivel europeo.

Vista esta dificultad de afrontar la integración de los mercados nacionales en un mercado único de la electricidad a nivel de la unión europea, la estra-

tegia actual se dirige a la creación de un conjunto de mercados regionales que posteriormente puedan integrarse progresivamente. En este contexto se enmarca la creación del MIBEL

Como no podía ser de otra forma, la constitución del MIBEL ha sido un proceso largo, complicado y gradual, que a día de hoy todavía permanece inconcluso. En efecto, aunque oficialmente se puede decir que la fecha de entrada en funcionamiento del mercado ibérico fue el 30 de junio de 2006, un año más tarde, todavía existen aspectos muy importantes de su funcionamiento pendientes de implementar, como es el caso de la gestión de las interconexiones, el mecanismo de garantía de potencia o la armonización regulatoria en determinados aspectos.

En cualquier caso, y aunque en la actualidad no podamos hablar todavía de un mercado eléctrico único y totalmente integrado a nivel de la Península Ibérica, es necesario destacar que se han logrado importantes avances en este sentido, tanto en lo que se refiere al nivel de interconexión como en la armonización regulatoria o el incremento de los intercambios de electricidad entre ambos países.

Así, y en lo que se refiere al nivel de intercambios de electricidad, es importante destacar el hecho de que, durante 2006, un 16% de la energía consumida en Portugal tuvo su origen en España. Los agentes portugueses (13) participaron en OMEL durante este mismo año de forma regular, con una cuota de participación en el mercado diario que alcanza el 3,1% de las ofertas de adquisición casadas y el 2% de las de producción.

Por otra parte, el OMIP comenzó a funcionar como un mercado a plazo para la península ibérica a partir de julio de 2006, cuando los distribuidores de ambos países comenzaron a adquirir un 5% de la energía necesaria para suministrar a sus clientes en este mercado. Esta cantidad se elevó al 10% desde enero de 2007. Esta medida, de obligado cumplimiento para los distribuidores, fue establecida por los gobiernos para un período transitorio con el fin de potenciar el funcionamiento del mercado a plazo, en las primeras fases de su andadura.

En cuanto al nivel de interconexión entre España y Portugal, aunque todavía es insuficiente para soportar un mercado único sin restricciones, esta se ha visto incrementado durante los últimos años, pasando de un valor mínimo de 550 MW en 2001 a 1300 MW en 2006.

Sin embargo, y a pesar de que se han producido avances significativos en el objetivo de crear un mercado Ibérico de la electricidad, aún existen im-

portantes aspectos por resolver, entre los que podríamos destacar como más importantes los siguientes:

Mecanismo conjunto de garantía de potencia.

El pago por garantía de potencia es un mecanismo regulatorio que debe permitir que el sistema disponga de un margen de cobertura mínimo, que evite al operador del sistema realizar cortes de mercado en situaciones de punta y que a su vez disminuye la volatilidad de los precios del mercado.

En un mercado supranacional, cuando los generadores reciben el mismo precio por la energía en el mercado, un tratamiento asimétrico en el pago por garantía de potencia puede dar lugar a efectos indeseados en la toma de decisiones por parte de los agentes a la hora de instalar nueva generación.

En las conclusiones de la cumbre de se establecía la necesidad de definir un procedimiento armonizado de garantía de potencia y en los acuerdos de los gobiernos de 8 de marzo se reiteraba en su necesidad. En este sentido, recientemente, el 16 de abril de 2007, el Consejo de Reguladores del MIBEL ha realizado una consulta pública relativa a un mecanismo de garantía de suministro de energía eléctrica.

También, y como contraparte del pago por garantía de potencia y por razones similares a las apuntadas anteriormente, se hace necesario dar un tratamiento, lo más homogéneo posible a los servicios que puedan ofrecer los clientes relativos a la interrumpibilidad de suministro y gestión de la demanda.

Puesta en marcha del mecanismo de gestión de interconexiones. La propuesta de mecanismo de gestión conjunta de la interconexión Portugal-España, consistente en un sistema mixto que combina subastas explícitas y Market Splitting hecha por los reguladores en junio de 2006, ha sido desarrollada en España por la Orden ITC/842/2007, publicada el 28 de marzo de 2007. De esta forma se adelantan los compromisos de la cumbre de noviembre de 2006, que establecía que debería haber una propuesta antes de fin de mayo de 2007.

Sin embargo, queda pendiente el desarrollo de la ITC a través de la aprobación de los correspondientes procedimientos de operación.

Contratos de adquisición de energía en Portugal.

Uno de los elementos de distorsión para el funcionamiento del MIBEL, en la medida que tenía gran impacto en la formación de precios y en definitiva

en la competencia entre generadores, era la existencia de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) en España y los CAE en Portugal

En relación con los CTC en España, éstos han desaparecido a partir del 1 de enero de 2007. En cuanto a los CAE, en la reunión de los gobiernos del 8 de marzo de 2007, el de Portugal se comprometió a la conclusión acelerada de los mismos, estimándose que este proceso de supresión para el 80% de la energía se alcance antes de julio de 2007. Los contratos remanentes serán administrados por REN a través de una empresa autónoma creada al efecto.

Por último, es necesario destacar que el desarrollo del MIBEL nunca podrá ser completo sino va acompañado de un incremento de la capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y el resto de Europa. En la actualidad, nuestra península puede considerarse una isla energética, con un nivel de interconexión que apenas llega al 3% de la punta de demanda, muy alejado del objetivo que se fijó en el Consejo de Barcelona, en 2002. De cara a futuro, la situación no variara sustancialmente, ya que la nueva interconexión prevista con Francia por el Pirineo Oriental solamente aumentaría nuestra capacidad al 5%.

En consecuencia, la creación de un mercado interior de la electricidad a nivel europeo debería ir acompañada de medidas más drásticas en lo que se refiere al aumento de la capacidad de interconexión sino se quiere dejar a una parte importante de la población margen de este mercado.

BIBLIOGRAFÍA ↓

DIRECTIVA DEL CONSEJO de 29 de octubre de 1990 relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes.

DIRECTIVA 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

DIRECTIVA 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

DECISIÓN 1364/2006/CE del parlamento europeo y del consejo de 6 de septiembre de 2006 por la que se establecen orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por la que se derogan la decisión 96/391/CE y la decisión 1229/2003/CE.

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN al Consejo y al Parlamento Europeo: Plan de Interconexiones prioritarias (enero 2007).

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN al Consejo y al Parlamento Europeo: Política Energética para Europa (enero 2007).

CREACIÓN DE MERCADOS REGIONALES (ERREG 2006).

INFORME ANUAL Nordel 2005.

PROTOCOLO DE COLABORACIÓN entre las Administraciones española y portuguesa para la creación del mercado Ibérico de electricidad» (14 noviembre 2001).

CONCLUSIONES DE LA CUMBRE DE VALENCIA (octubre 2002).

CONCLUSIONES DE LA CUMBRE DE FIGUEIRA da Foz (noviembre 2003).

CONVENIO INTERNACIONAL por el que se acuerda la constitución de un Mercado Ibérico de Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa (20 enero 2004).

CONCLUSIONES DE LA CUMBRE SANTIAGO DE COMPOSTELA (DONDE SE FIRMA EL NUEVO CONVENIO).

Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino y España y la Re-

pública Portuguesa (1 octubre 2004 - publicado en el BOE el 22 de mayo de 2006).

CONCLUSIONES DE LA CUMBRE HISPANO-LUSA de Évora (19 noviembre 2005).

CONCLUSIONES DE LA CUMBRE HISPANO-LUSA DE BADAJOZ (noviembre 2006).

REUNIÓN DE LISBOA DE 8 DE MARZO de 2007: «Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal».