

Unclassified

DAF/COMP/LACF(2014)20

Organisation de Coopération et de Développement Économiques
Organisation for Economic Co-operation and Development

05-Sep-2014

Spanish - Or. English

**DIRECTORATE FOR FINANCIAL AND ENTERPRISE AFFAIRS
COMPETITION COMMITTEE**

**LATIN AMERICAN COMPETITION FORUM (Spanish Version)
FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA**

**Sesión II - Los Mercados de la Electricidad en América Latina:
Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia**

-- Contribución de Portugal --

16-17 de septiembre 2014, Montevideo, Uruguay

Se hace circular el documento adjunto elaborado por Portugal PARA SU DEBATE en la Sesión II del Foro Latinoamericano de Competencia que se llevará a cabo los días 16 y 17 de septiembre de 2014 en Uruguay.

Contacto: Ania Thiemann, Gerente de relaciones globales, División de la Competencia de l'OCDE
Tel: +33 1 45 24 98 87, Correo electrónico: Ania.Thiemann@oecd.org.

JT03361631

Complete document available on OLIS in its original format

This document and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

DAF/COMP/LACF(2014)20
Unclassified

Spanish - Or. English

FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA



16-17 de septiembre de 2014 • Montevideo • Uruguay

Sesión II - Los Mercados de la Electricidad en América Latina: Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia

LA EXPERIENCIA PORTUGUESA EN LA CREACIÓN DE UN MERCADO DE ELECTRICIDAD MAYORISTA IBÉRICO: LECCIONES APRENDIDAS DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL DE UN PAÍS PEQUEÑO EN UN MERCADO MÁS AMPLIO

-- CONTRIBUCIÓN DE PORTUGAL --

1. Liberalización e integración regional

1. En la Unión Europea, el sector eléctrico se ha abierto a la competencia mediante un proceso de desagregación que ha separado las actividades de los monopolios naturales --por ejemplo, las redes de transmisión-- de otras de actividades en que la competencia es posible y deseable, concretamente en la generación y el suministro de electricidad.

2. Lograr un mercado de generación competitivo es un proceso prolongado. Los avances tecnológicos han ayudado a reducir las barreras de entrada a nuevos participantes en el segmento de generación. Por ejemplo, las turbinas de gas de ciclo combinado han reducido el tiempo de lanzamiento al mercado y las economías de escala para el desarrollo de nuevas plantas generadoras, lo que ha permitido que entren al mercado operadores más pequeños. Sin embargo, es difícil encontrar nuevos sitios para instalar dichas plantas, el tiempo entre la decisión inicial y la entrada efectiva sigue siendo significativamente largo, existen pocas oportunidades de entrada en el ámbito de las tecnologías de bajo costo marginal, como son la hidráulica y la nuclear, y los participantes establecidos tienen ventajas importantes en términos de diversificación tecnológica y de combustibles e integración vertical.

3. La entrada transfronteriza ha sido muy importante para promover la competencia efectiva en el mercado ibérico.

4. En Portugal se implementaron simultáneamente la liberalización y la integración regional a fin de promover la competencia y las opciones del consumidor.

5. Sin embargo, la cronología de la creación del mercado ibérico muestra que la integración regional puede ser un proceso prolongado. Cuando se iniciaron las deliberaciones entre Portugal y España en 1998, se previó la creación de un mercado mayorista integrado para 2003. Sin embargo, el mercado mayorista ibérico formal no vio la luz sino hasta mediados de 2007. En el intervalo, dos fusiones importantes, una en Portugal en 2004 y la otra en España en 2005, afectaron los esfuerzos de coordinación de ambos gobiernos para la creación de este mercado.

6. Además se ha percibido que la integración regional favorece el surgimiento de defensores nacionales, supuestamente para garantizar que se alcance la escala necesaria para competir de manera eficaz en un mercado más amplio.

7. Este tipo de argumento se esgrimió cuando, en 2003, el Gobierno de Portugal apoyó públicamente la fusión entre las compañías de gas y electricidad establecidas en el país (EDP, ENI y GDP) al declarar que las empresas nacionales de energía necesitarían alcanzar una mayor escala operativa para competir en un mercado ibérico.¹

8. Aunque la nueva empresa podría considerarse dominante en el mercado interno, su posición en un mercado ibérico hipotético estaría lejos de ser dominante con una participación de mercado claramente por debajo del 20%. Sin embargo, la fusión fue bloqueada por la Comisión Europea en 2004 con los argumentos de que los niveles de interconexión existentes no bastaban para la integración total de los mercados de Portugal y España, tanto en el sector de gas como en el de electricidad, y que la fusión reforzaría las posiciones dominantes de las empresas de energía establecidas en Portugal.² Además, la empresa resultante de la fusión tendría incentivos para elevar los costos de los competidores, especialmente en el suministro de gas natural a los generadores entrantes que operaran plantas de energía de gas de ciclo combinado, y por lo tanto elevaría las barreras de acceso al sector eléctrico.

9. Como observó en 2007 el ex presidente de la Autoridad de Competencia de Portugal (en lo sucesivo la PCA), Abel M. Mateus, un mercado energético integrado plenamente funcional requiere altos niveles de comercio transfronterizo, sin límites de transmisión que impidan el desarrollo del comercio.³ Los cuellos de botella en la transmisión propician que los mercados se separen en diferentes zonas de precios y a la vez restringen la disciplina de competencia a la que estarán sujetos los participantes nacionales debido a la producción en el extranjero.

10. Desde el principio de las pláticas bilaterales, los planes para crear un mercado ibérico anticiparon una ambiciosa expansión de la capacidad de interconexión entre los dos países. Esa expansión fue un factor clave para promover la integración y maximizar la entrada transfronteriza, ya que en 2004 la capacidad de importación y exportación existente en la interconexión luso-española no era lo bastante grande para dar lugar a un comercio significativo entre las dos regiones.

11. Sin embargo, como también subrayó Mateus, una mayor capacidad de interconexión requiere un alto grado de coordinación entre los operadores de redes de transmisión y depende de varios factores exógenos, tales como estudios de impacto ambiental y procedimientos de planificación y autorización.⁴ Para cumplir con ciertos plazos de expansión, dichos operadores deben estar fuertemente comprometidos a enfrentar las dificultades relacionadas con la expansión de la capacidad de interconexión existente.

¹ Véase Comisión Europea, caso de fusión M.3440 - ENI / EDP / GDP, resuelto el 12/09/2004.

² Ídem.

³ How to integrate the European Energy Markets: a new vision, Abel M. Mateus, Autoridad de Competencia de Portugal, 2007, disponible en www.concorrenca.pt.

⁴ Ídem.

12. Mientras las actividades de transmisión se mantengan integradas verticalmente con el brazo de generación de la empresa, es probable que existan menos incentivos para abrir el mercado interno, especialmente ampliando la capacidad de importación. La desagregación de la propiedad de la red de transmisión crea un marco más sólido a favor de la competencia para las inversiones en interconexión (véase el recuadro). De hecho, como ya se observó en Europa, la desagregación legal, más simple, de los operadores de redes de transmisión no bastó para promover la independencia necesaria para enfrentar los problemas de acceso a la red.⁵ En 2009, un nuevo paquete legislativo de la Unión Europea estableció un nivel de desagregación más robusto para las actividades de estos operadores; y aunque no hizo obligatoria la desagregación total de la propiedad, creó un marco institucional alternativo para la gobernanza de los operadores a efecto de proteger su independencia: el de operador de redes independiente.⁶

Desagregación de las interconexiones eléctricas y los operadores de redes de transmisión ibéricos

“Puede ser particularmente difícil obtener de una empresa verticalmente integrada el nivel de compromiso necesario para desarrollar la capacidad de interconexión con un país vecino.

Aun haciendo uso de facultades reglamentarias, puede ser difícil comprometerla a que invierta, habida cuenta de que los incentivos para invertir en interconexión de una empresa de servicio público verticalmente integrada son bajos y la capacidad de interconexión eleva los niveles de competencia por arriba de sus filiales generación y de suministro minorista.

Las empresas establecidas siempre afirmarán que no tienen ningún incentivo para abusar de su posición dominante, y aceptarán o propondrán niveles de capacidad de interconexión inferiores a los óptimos para lograr mercados perfectamente integrados. Los retrasos potenciales en el cumplimiento del calendario de expansión de la interconexión se pueden justificar fácilmente con factores exógenos tales como los prolongados procedimientos de autorización ambiental o la falta de coordinación con los operadores de redes de transmisión del país vecino.

Para poner a prueba estas afirmaciones, cabe analizar el ejemplo ibérico. La desagregación total de la propiedad en España y Portugal existe desde el año 2000. Los dos operadores de redes de transmisión ibéricos, respaldados por la voluntad política de los gobiernos de Portugal y España para crear un mercado eléctrico ibérico, han establecido un ambicioso programa de inversión en interconexiones destinado a duplicar en 2008 la capacidad de interconexión entre los dos países. Pese a los varios retrasos en la creación del mercado --originalmente planeada para principios de 2003 pero hecha realidad en el segundo semestre de 2007--, ambos operadores mantuvieron el programa de inversión y prevén que las nuevas líneas no se construirán sino hasta 2010.

Por el contrario, en el mismo período, se han mantenido los niveles de interconexión entre España y

Francia —donde RTE, el operador de redes de interconexión, es propiedad de EDF—, a pesar del compromiso de RTE de incrementar esta capacidad después de una decisión de fusión. A la Península Ibérica se le conoce como Isla Eléctrica debido a que la capacidad de interconexión entre Francia y España es baja.”

Fuente: How to integrate the European Energy Markets: a new vision, Abel M. Mateus, PCA, 2007, disponible en www.concorrenca.pt.

⁵ Mínimo requerido en la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 19 de diciembre de 1996 relativa a las reglas comunes para el mercado eléctrico interno.

⁶ Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 13 de julio de 2009 relativa a las reglas comunes para el mercado eléctrico interno, que revoca la Directiva 2003/54/CE.

13. Cuando el comercio entre regiones no está constreñido por límites de transmisión, es posible que se dé la convergencia de precios entre ellas puesto que los intercambios transfronterizos pueden regular las diferencias naturales entre los costos de generación nacionales. En la medida en que los precios nacionales puedan relacionarse con los niveles de concentración y el dominio --típicamente, a mayor concentración, mayor poder de mercado y precios más altos--, el comercio entre regiones también puede verse afectado por los niveles de competencia interna.⁷ En un proceso de integración del mercado, una fusión en un país también puede incidir en el comercio y la competencia en los países vecinos.

14. En 2005, la fusión (absorción) de Endesa --uno de los generadores integrados verticalmente más grandes en España-- por Gas Natural --la empresa de gas española establecida y recién llegada al sector de generación de electricidad, que pretendía una expansión de capacidad agresiva mediante plantas alimentadas con gas, despertó en la PCA la preocupación de que tendría una repercusión negativa en la competencia en Portugal. De hecho, en 2005, un posible aumento de precios al por mayor en España podría reducir la presión competitiva de las importaciones españolas en Portugal.

15. Estas inquietudes motivaron a la PCA a remitir la fusión a la Comisión Europea para que evaluara sus efectos potenciales en el comercio entre los estados miembros de la Unión Europea, particularmente en el mercado portugués.⁸ Posteriormente la fusión fue aprobada por las autoridades españolas con un paquete de recursos en atención a los posibles problemas en materia de competencia. Sin embargo la fusión no se llevó a cabo porque la hostil oferta de Gas Natural fue impugnada primero por E.ON --una de las empresas de energía alemanas establecidas-- y después por ENI --la empresa italiana establecida-- junto con Acciona, uno de los principales participantes en el mercado de energía renovable en España. La disputa por el control de las acciones de Endesa, que finalmente ganaron ENI y Acciona, es un claro ejemplo de una estrategia de consolidación a nivel nacional con vistas a la integración de mercados regionales en Europa.

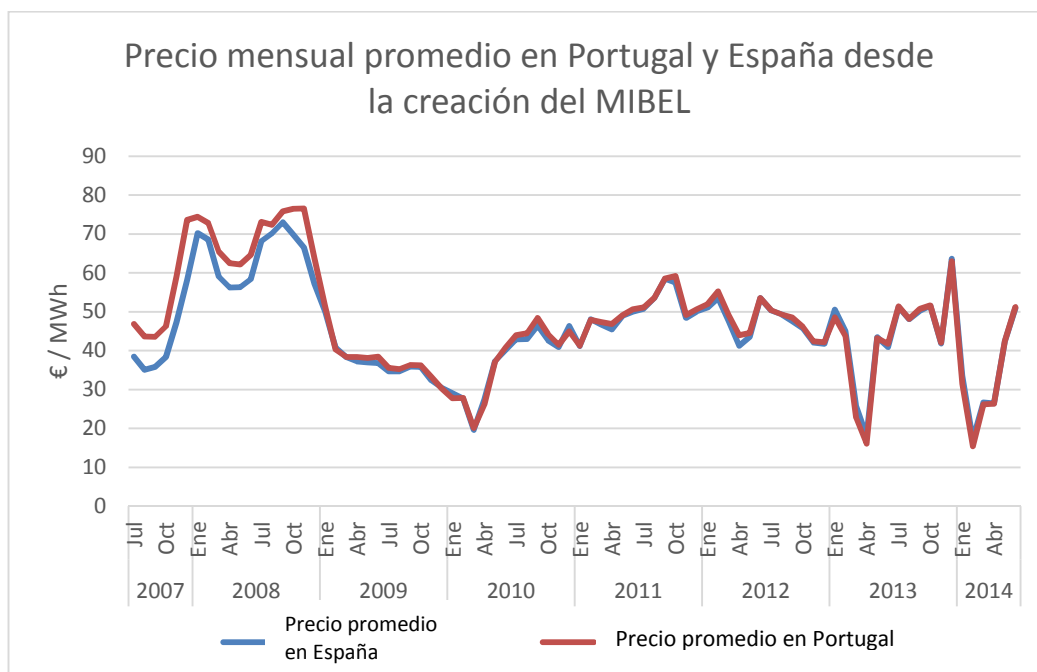
2. Experiencia de la integración ibérica desde 2007

16. Desde la creación del mercado ibérico en el segundo semestre de 2007, la integración ha incrementado la convergencia de precios. Como se pronosticó, especialmente en la fusión de EDP, GDP y ENI, al principio no convergieron los precios al por mayor en ambos países, debido a que la capacidad de interconexión no era suficiente para regular las diferencias de precios entre ellos.⁹ Las mezclas de generación eran distintas: en Portugal, la proporción de la producción de energía hidráulica era más alta y las plantas de gas combustible todavía constituían una tecnología térmica marginal; mientras que en España las plantas de energía combustible ya estaban siendo desplazadas por plantas generadoras alimentadas con gas más eficientes. Por otra parte, el mercado portugués estaba más concentrado --claramente dominaba un operador--, mientras que en España coexistían una estructura oligopólica y una periferia competitiva.

⁷ Véase por ejemplo el estudio *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005*, London Economics and Global Energy Decisions, informe a la Dirección General de Competencia, Comisión Europea, febrero de 2007.

⁸ No obstante, la Comisión Europea rechazó la solicitud de Portugal de que considerara los efectos de la fusión entre Gas Natural y Endesa en sus mercados. Véase: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-05-1356_en.htm

⁹ Comisión Europea, caso de fusión M.3440 - ENI / EDP / GDP, resuelto el 12/09/2004.



17. El descenso de la demanda observado a partir de 2009, tras la crisis financiera y económica, y el aumento de la parte de la energía renovable en la producción general de ambos países (mayormente producción con un costo marginal nulo, como en el caso de la energía eólica, aunque altamente subsidiada con el apoyo de precios fijos regulados), dieron lugar a la convergencia de precios al por mayor entre Portugal y España. Aún queda por verificar y evaluar con cuidado en la política de competencia hasta qué punto los niveles actuales de integración se relacionan con la baja de la demanda y si nuevamente podrían surgir diferencias de precios al por mayor si la demanda se incrementa con la recuperación económica.

18. Aunque desde 2009 se ha registrado un descenso (y mayor fluctuación, en parte por la naturaleza intermitente de la producción de energía eólica hidráulica) en los precios al por mayor, los elevados niveles de los subsidios a la energía renovable han propiciado un aumento general de los precios a los usuarios finales. Además, en ambos países los crecientes subsidios a la energía renovable han generado déficit tarifarios, ya que los ingresos por tarifas no han bastado para equilibrar los costos generales.

19. Considerando los niveles de integración alcanzados hasta ahora, es probable que los sucesos en un mercado influyan en el mercado vecino. No obstante, debido a las diferentes dimensiones de los mercados (en España la demanda es cinco veces más grande que en Portugal), probablemente los efectos serán asimétricos. Como señala Mateus,¹⁰ la capacidad de Portugal de importar de España representa entre el 15% y el 20% de su demanda máxima; y la capacidad de España de importar de Portugal representa menos del 4% de su demanda máxima.

¹⁰ How to integrate the European Energy Markets: a new vision, Abel M. Mateus, Autoridad de Competencia de Portugal, 2007.

20. En el contexto de los niveles de integración regional, es de esperarse que una reglamentación unilateral no coordinada tenga efectos de derrame. Por ejemplo, en 2010, para enfrentar los altos niveles de los déficit tarifarios, las autoridades españolas decidieron imponer a los generadores un cargo por acceso de 0.5 € por MVh inyectado en la red de transmisión¹¹ (conocido como cargo G). Para soportar este cargo extra, es probable que los generadores lo repercutan en los precios de mercado y que ello afecte indirectamente los precios en el país vecino. Ante los altos niveles de integración del mercado con España, la autoridad portuguesa reguladora de la energía reaccionó introduciendo un cargo G similar.

21. Este episodio muestra que se requiere cierto nivel de armonización entre las iniciativas reglamentarias a fin de evitar distorsiones indebidas en la competencia y el comercio entre mercados a causa de intervenciones nacionales unilaterales, especialmente si tienden a favorecer de manera selectiva, por medio de subsidios estatales, a ciertas empresas o tecnologías de generación o a determinados combustibles.

22. Un ejemplo es el subsidio otorgado en España a centrales eléctricas que utilizan carbón nacional, que podría afectar el comercio entre este país y Portugal y por ende se sometió a la Comisión Europea para que evaluara su compatibilidad con el mercado interno.

23. Las compensaciones por costos de transición a la competencia –los costos relacionados con contratos e inversiones previos a la liberalización que es improbable que se recuperen en un marco de mercado– constituyen otro tipo de subsidio estatal que es necesario controlar para evitar la protección de las empresas establecidas contra las recién llegadas. En ambos países, la Comisión Europea analizó dichas compensaciones dentro del marco jurídico de los subsidios estatales.

24. Otros tipos de intervención de los gobiernos nacionales en los que posiblemente deba ponerse más atención son los mecanismos de capacidad. La posible falla de mercado atribuible a la falta potencial de inversiones en generación motiva que se creen instrumentos para proteger la suficiencia de la generación y la seguridad de la oferta. Los pagos por capacidad tienen el propósito de estimular, mediante incentivos, las inversiones en generación. En un mercado estrechamente integrado, como lo es actualmente el ibérico, cuando los incentivos de pago por capacidad difieren entre países, es posible que las decisiones de inversión se distorsionen y los participantes inviertan en el país que ofrece incentivos más favorables. Por lo tanto, se requiere cierto nivel de coordinación entre los países y los mecanismos de capacidad posibles deben implementarse en una escala más amplia que la nacional a fin de evitar pérdidas por peso muerto. De hecho, en un mercado integrado puede ser ineficiente que cada país tenga su propia política de suficiencia de generación, en particular cuando ya se cuenta con un nivel importante de interconexión como alternativa a la producción interna.

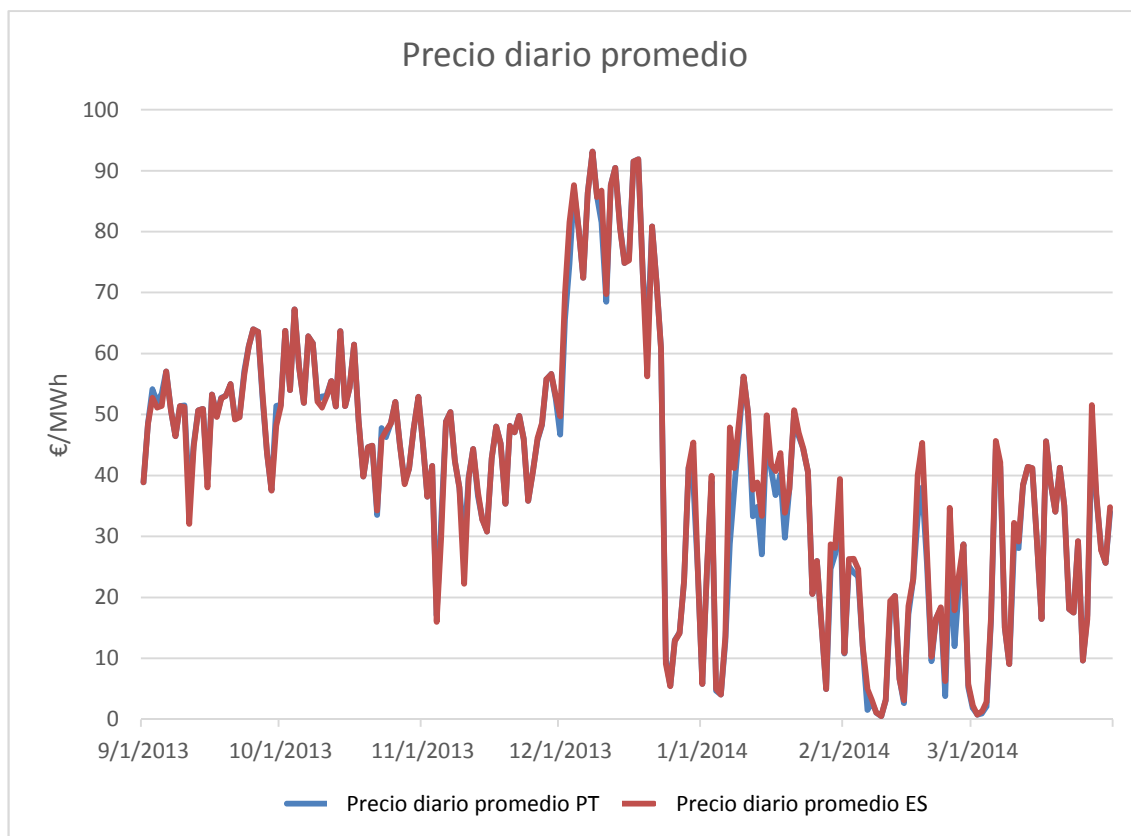
25. Los precios fijos regulados de la energía renovable, en la medida en que los recursos estatales se usen para apoyar la entrada de generadores, son otra forma de intervención estatal que debe diseñarse y supervisarse con cuidado a fin de evitar distorsiones en la competencia. Tanto en Portugal como en España, la entrada masiva de energía renovable, especialmente la eólica y la solar, ha desplazado a otras empresas de energía térmica en el mercado, sobre todo por la baja de la demanda, y la mayoría de las plantas generadoras alimentadas con gas han reducido radicalmente su tasa de uso de estas últimas.

26. La proliferación de mecanismos de ayuda estatal dentro de un mismo mercado europeo interno llevó a la Comisión Europea a revisar sus directrices sobre las reglas de ayuda estatal, recomendar un uso más amplio de los mecanismos basados en el mercado en apoyo de las fuentes de energía renovables, y

¹¹ Real Decreto-Ley n.º 14/2010 (BOE n.º 312/2010), del 24 de diciembre de 2010.

brindar orientación acerca de las condiciones particulares en las que podrían implementarse los pagos por capacidad.¹²

27. Los efectos probables del ejercicio del poder de mercado en un país sobre otro son más interesantes, como lo ilustra claramente el episodio ocurrido en diciembre de 2013 en España en relación con una subasta. En España, la compra de energía para los consumidores acogidos a la tarifa regulada se organiza en licitaciones trimestrales denominadas subastas CESUR, en las que se negocian contratos a un plazo de tres meses.¹³ Las autoridades españolas observaron en estas subastas un patrón de aumentos de precios que podría interpretarse como indicio de una posible manipulación de precios.¹⁴ La última subasta, que tuvo lugar el 19 de diciembre de 2013, fue precedida por un alza de precios durante más de 15 días. La elevada cotización establecida en la subasta para el suministro de carga base en el primer trimestre de 2014, de 61.83 €/MWh, reflejó los grandes aumentos de los precios al contado de los 15 días anteriores. A la vista de determinadas circunstancias atípicas, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) no validó la subasta.¹⁵ Tres días después, los precios al contado descendieron y en el primer trimestre de 2014 se situaron muy por debajo del precio de carga base establecido en la subasta.



¹² Comunicación de la Comisión — Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020.

¹³ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Análisis de las transacciones en el mercado a plazo del contrato equivalente al subastado en la 24ª CESUR en el periodo comprendido entre el 1 de noviembre y el 19 de Diciembre de 2013, 7/10/2014.

¹⁴ Informe CNE en relación a la supervisión de la negociación en el mercado OMIP y en el mercado OTC y su efecto en la 15ª y 16ª subastas CESUR supervisadas por la CNE, Comisión Nacional de Energía, 2012.

¹⁵ Informe sobre el desarrollo de la 25ª subasta CESUR previsto en el artículo 14.3 de la Orden ITC/1659/2009, del 22 de junio, CNMC.

28. La investigación realizada por las autoridades españolas reveló elevados niveles de concentración en las posiciones abiertas sobre otros productos sustitutos cercanos a un precio de futuro. Independientemente de la conclusión final de la investigación, una lección interesante obtenida de este episodio es el comportamiento de los precios portugueses antes de la subasta, muy parecido al de los precios españoles, posiblemente atribuible a los incentivos ofrecidos en las subastas. En efecto, el alza de los precios al contado en los días anteriores podría tener un efecto positivo en los precios logrados en la subasta por los generadores para el suministro en los tres meses siguientes.¹⁶

29. Estos sucesos coincidieron con los pronósticos hechos por la PCA en la solicitud de remisión a la Comisión Europea en 2005 con respecto a la fusión de ¹⁷Gas Natural y Endesa, sobre la manera en que los efectos potenciales de los problemas de competencia en España terminarían afectando también a Portugal.

3. Poder de mercado local

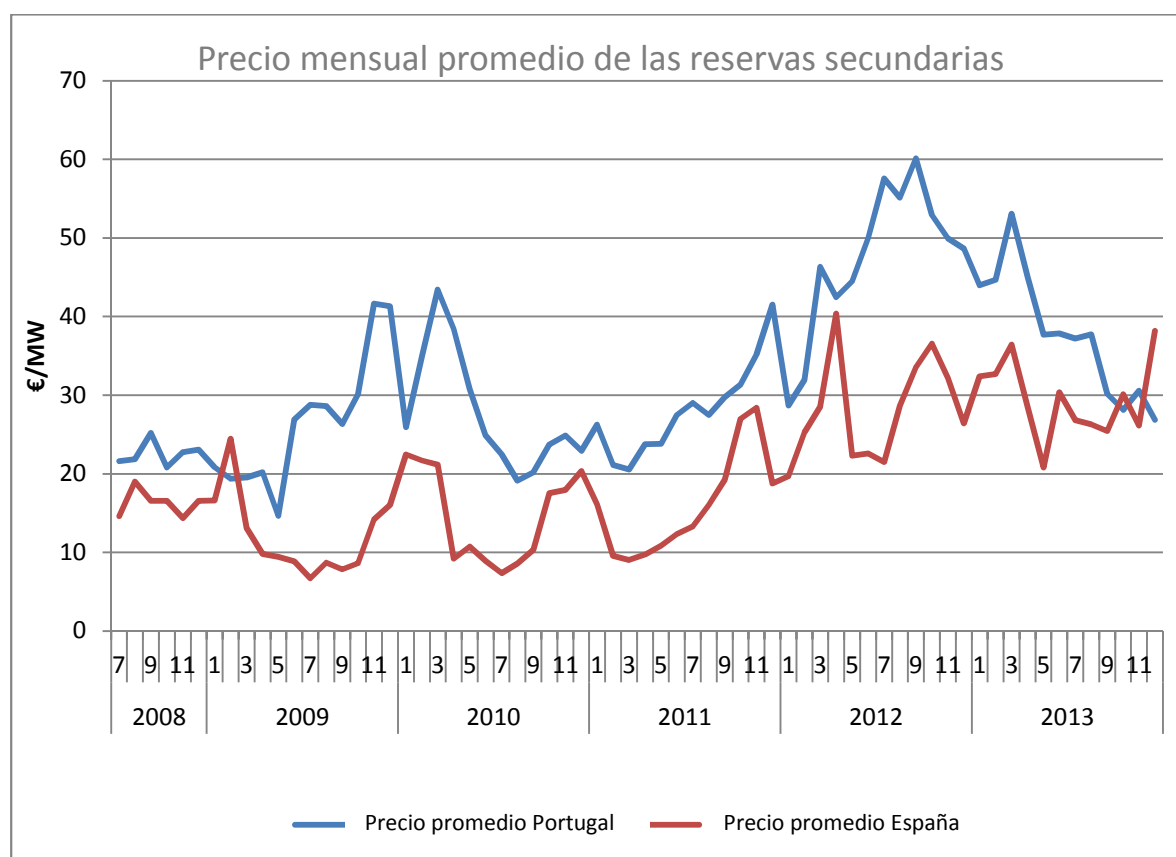
30. La integración regional puede ser favorable para la competencia al diluir la concentración en cada mercado interno en mercados más grandes que los nacionales. Sin embargo, aunque se integren los mercados mayoristas, las limitaciones en la transmisión y los servicios de equilibrio requieren que por lo menos cierto porcentaje de la electricidad generada se suministre localmente, lo que a su vez puede crear situaciones caracterizadas por el poder de mercado local.

31. La potencia de regulación secundaria, que es esencial para equilibrar la oferta y la demanda, sólo se puede suministrar mediante un subconjunto de plantas --excluidas, por ejemplo, las turbinas eólicas, las centrales de cogeneración y otras plantas menos controlables o flexibles-- en cada zona de equilibrio, a fin de eliminar la sustitución de importaciones. Si bien la integración regional ibérica ha ocasionado la convergencia de precios al por mayor, los mercados de equilibrio permanecen separados en mercados nacionales (caso de Portugal) o mercados más pequeños que los nacionales (caso de España).

32. En Portugal, el suministro de servicios eléctricos de equilibrio continúa altamente concentrado, vista la clara posición dominante del operador histórico. Las barreras de acceso siguen siendo altas y es improbable la entrada de nuevos operadores a mediano plazo debido a la baja de la demanda provocada por la crisis económica. Dada la importancia del equilibrio en la seguridad de la oferta, la demanda de servicios de equilibrio es muy rígida. Todas estas características hacen que los servicios de equilibrio tiendan a un poder de mercado unilateral, puesto que la amenaza de entrada no es lo bastante fuerte para controlar el comportamiento del operador establecido.

¹⁶ Más adelante desaparecieron las subastas CESUR en virtud del Real Decreto 216/2014 (BOE n.º 77/2014) del 28 de marzo de 2014.

¹⁷ Véase: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-05-1356_en.htm



Fuente: REN, REE.

33. En Portugal, la combinación de la conducta unilateral con los incentivos que representan las compensaciones por costos de transición a la competencia ha generado distorsiones importantes en el suministro de potencia de reserva secundaria. Antes de la liberalización, el sector eléctrico portugués estaba organizado mayormente en un marco de un comprador único, en el que todos los generadores vendían su producto por medio de contratos de adquisición de energía (CAE). En Portugal, las centrales eléctricas cuyos CAE terminaron antes de lo previsto a raíz de la creación del mercado mayorista en 2007 han recibido compensaciones por costos de transición a la competencia, conocidas como CMEC, y el apoyo de los consumidores a través de las tarifas de acceso a la red. Las CMEC constituyen un pago complementario a los generadores con la finalidad de que conserven sus niveles de ingresos establecidos en dichos contratos terminados. Todas esas centrales eléctricas pertenecen a la empresa dominante en el segmento de reservas secundarias, que también es propietaria de otras basadas en el mercado que se construyeron después de 2004.

34. Una investigación de la PCA reveló que las centrales eléctricas que recibieron dichas compensaciones tenían una participación en las subastas de reservas secundarias muy inferior a la de las basadas en el mercado. Los menores ingresos obtenidos por las primeras en el segmento de servicios de reserva secundarias suscitaron que repercutieran en los consumidores una mayor parte de las CMEC. La investigación mostró que, en principio, la empresa dominante podía incrementar sus utilidades reduciendo el uso de las centrales eléctricas que recibían esas compensaciones y recurriendo más a sus centrales eléctricas basadas en el mercado para la provisión de reservas secundarias.

35. De acuerdo con las conclusiones de la investigación, la PCA recomendó al gobierno que modificara el mecanismo de revisión de las CMEC a efecto de impedir tal tipo de comportamiento.¹⁸ La investigación además motivó una mayor intervención reglamentaria en el mercado. Atendiendo a la recomendación de la PCA, el gobierno también decidió imponer un límite de precio al suministro de potencia secundaria.¹⁹

36. Si bien la integración regional constituye una política valiosa para promover la competencia en el sector energético, los mercados de equilibrio muestran claramente sus límites; y deberían considerarse otros instrumentos de política cuando el acceso a los mercados por medio de importaciones o nuevas entradas no sea lo bastante irrestricto.

¹⁸ *Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual*, Autoridade da Concorrência, disponible en www.concorrenca.pt.

¹⁹ Orden No. 4694/2014, del 1 de abril, Diario Oficial de la República Portuguesa, 2a. serie, no. 64, del 04/01/2014.