

Proyecto de integración de mercados regionales en Europa (Directiva europea)

J. J. González Fernández-Castañeda

El artículo presenta la situación actual de los mercados diarios nacionales y regionales de electricidad en el oeste de Europa, describe las posibilidades existentes para la solución de las congestiones en las interconexiones entre países y áreas de precio, así como las soluciones que se han estudiado para formar mercados regionales en Europa. Finalmente presenta la iniciativa de acoplamiento de mercados por precio que están desarrollando los principales Operadores de mercado (Nordpool Spot, EPEX Spot y OMEL), con el objetivo de avanzar en la integración de los respectivos mercados que gestionan en el mercado interior de la electricidad

The article presents the current situation of the Day-Ahead electricity markets in the different countries and Regions along West Europe. It describes the different possibilities applied to congestion management in the borders between countries and price areas, and the options employed to couple Day-Ahead markets to form regional markets in Europe. Finally, it presents the initiative to Price Couple Regional markets (PCR) that is being developed by Nordpool Spot, EPEX Spot and OMEL with the objective to advance towards the integration of the markets that they operate in the Internal Electricity Market.



JOSÉ JAVIER GONZÁLEZ FERNÁNDEZ-CASTAÑEDA

es Ingeniero de Caminos Canales y Puertos por la Escuela de Madrid y Master of Science por el Massachusetts Institute of Technology (Boston, USA).

Desde 1980 trabaja en el sector eléctrico, primero en ASELECTRICA, hasta la creación de Red Eléctrica de España (REE) en 1984, donde fue responsable de los sistemas de control de energía.

Desde enero de 1998 trabaja en el Operador del Mercado eléctrico (OMEL) donde ocupa el puesto de director de Ofertas y Casación.

INTRODUCCIÓN

La nueva Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, en su artículo 6, promoción de la Cooperación Regional señala que :

"Los estados miembros y también las autoridades reguladoras cooperarán entre sí con el fin de integrar sus mercados nacionales a uno o más niveles regionales, como primer paso hacia la creación de un mercado interior plenamente liberalizado....."

Asimismo, el nuevo Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (ce) nº 1228/2003, que es de obligado cumplimiento en cada estado miembro el 3 de marzo de 2011, sin requerir la transposición previa a las legislaciones nacionales, (el presente reglamento será obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada estado miembro), promueve los métodos de asignación de las capacidades de interconexión basados en subastas implícitas, en las que la aceptación de las ofertas de energía implica la correcta utilización de las capacidades comerciales existentes en las interconexiones.

Desde antes de la Directiva sobre Electricidad 96/92/EC se han ido creando mercados diarios organizados (a veces denominados mercados *spot*) en los países del Oeste de Europa, y en algunos países del Este. Este es el modelo de mercado organizado de electricidad más extendido en el Oeste de Europa, y, en su mayoría, están basados en el modelo de contratación hora por hora, formando precios marginales por casación (subasta), entre vendedores y compradores, en el entorno de las doce del mediodía del día anterior al de suministro.

Una vez creados los mercados diarios en los diferentes países, el siguiente paso fue la creación de mercados regionales que abarcan varios países. En la actualidad, existen varios mercados regionales en el Oeste de Europa: el mercado de los Países Nórdicos, el mercado del conjunto de Francia, Bélgica y Holanda, y el mercado Ibérico, formado por las áreas de precio de España y Portugal.

Los principales operadores de los mercados y regiones existentes en el Oeste de Europa, desde los Países Nórdicos hasta la Península Ibérica, conscientes de que la regulación europea ha establecido el camino que debe seguirse, esto es, el del mercado interior de la electricidad, con el apoyo decidido de los reguladores de sus respectivos países, han puesto en marcha una evaluación técnica de la viabilidad para fijar los precios, al

mismo tiempo, para todos los mercados diarios involucrados en el estudio, sin necesidad de crear ninguna empresa para ello. Ya que su constitución, regulación (que le sería de aplicación), operación día a día y supervisión serían, en cualquier caso, un problema complejo e innecesario, añadido a un proceso que tiene, ya de por sí, cierta dificultad.

La iniciativa del acoplamiento de los mercados regionales por precio (*Price Coupling of Regions*, PCR), que se presenta en este artículo, se limita al mercado diario, que es el mercado principal, cuyos precios constituyen una referencia para la contratación de electricidad, y son el subyacente de la liquidación de los derivados sobre electricidad en la mayoría de los estados miembros del Oeste de Europa.

DIFERENTES FORMAS QUE SE HAN ESTUDIADO PARA UNIR LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD NACIONALES

Desde que comenzó el proceso de liberalización de la electricidad en Europa, así como de la aplicación de la primera Directiva sobre Electricidad del año 1996, la realización de intercambios transfronterizos, entre los estados miembros, ha sido una cuestión de gran importancia, para poder alcanzar un funcionamiento eficaz en el mercado interior de la electricidad.

La capacidad comercial que ofrecen las interconexiones existentes entre países para comerciar con energía eléctrica es relativamente limitada. Por tanto, desde un primer momento, se trabajó en aumentar dichas interconexiones, y en mecanismos para utilizar correctamente un bien escaso como la capacidad de interconexión mediante los denominados "procesos de solución de las congestiones en las interconexiones" que, aunque no las solucionan, siempre intentaron su utilización óptima. No era posible soportar todos los intercambios de energía eléctrica que eran necesarios para poder alcanzar precios de electricidad similares para todos los países de Europa. Esta problemática ha estado presente en, prácticamente, todas las reuniones del denominado Foro de Florencia, el cual se convoca cada seis o doce meses y del que ya se han celebrado 17 sesiones. La primera tuvo lugar en septiembre de 1998 y, la última, el 17 en diciembre de 2009.

Se han evaluado y, en algunos casos, implantado diferentes formas para resolver las congestiones en las interconexiones eléctricas. Se presentan a continuación las distintas opciones y los problemas, en su caso, asociados.

- Subastar la opción de utilizar la interconexión en cada uno de los sentidos de la misma (subastas explícitas) para intercambiar físicamente energía eléctrica. Los problemas que presentó, y sigue presentando, esta solución son fundamentalmente dos:
 - Al ser el objeto de la subasta opciones para la utilización de la capacidad comercial, es imposible realizar la compensación entre los agentes que quieren exportar y los que quieren importar a través de una misma interconexión, limitándose las posibilidades de comercio transfronterizo de electricidad a la capacidad comercial en cada sentido. Este problema es de difícil solución.
 - El precio que se puede llegar a pagar por los agentes por la opción de utilizar la capacidad es tanto más alto, cuanto mayor sea la flexibilidad de

utilización de la misma, pudiendo llegar, en las propuestas de mayor flexibilidad, ya ensayadas en el pasado, a permitirse el bloqueo de la capacidad y su no utilización por terceros. Para resolver este problema, la regulación europea impuso la obligación de declarar la materialización de la opción en un momento determinado, o si no perderla (*Use it or Lose it*). Esta solución no surtió los efectos esperados, pues cuando el mercado conocía que el poseedor de la opción no iba a utilizarla, era demasiado tarde para que la capacidad de interconexión fuese utilizada por otros agentes.

- Subastar de forma implícita la utilización de la capacidad de interconexión mediante la realización de ofertas de energía en los diferentes mercados (subasta implícita). La solución conjunta de los mercados lleva aparejada la correcta utilización de la capacidad comercial existente en ambos sentidos de la interconexión, ya que los mercados intercambian ofertas de compra o venta de energía hasta que los precios se igualan o hasta que se agota la capacidad de interconexión en el sentido económicamente coherente.

- Una solución combinada de las dos anteriores, consistente en la subasta explícita de las opciones sobre la utilización de la capacidad comercial, pero con la obligación de, o bien declarar su utilización, o bien venderla en la subasta implícita que tiene lugar al resolver los mercados diarios. Esta solución, implementada correctamente en todos sus detalles, puede resolver el problema. Aunque la realidad muestra que cuando los mercados diarios, a ambos

lados de la interconexión, son suficientemente líquidos, y, por tanto, los precios que proporcionan son fiables no tiene beneficio alguno para los agentes, si lo comparamos con la combinación de subastas implícitas en los mercados diarios, y la utilización de instrumentos financieros para la cobertura del riesgo del diferencial de precio a ambos lados de la interconexión. La adquisición de coberturas financieras del riesgo de la diferencia de precio proporcionan las mismas posibilidades de comerciar electricidad a los agentes y tiene, además, un riesgo operativo muy inferior a las subastas de opciones sobre la utilización de la capacidad de interconexión.

SOLUCIONES EXISTENTES PARA FORMAR LOS PRECIOS EN LOS MERCADOS DIARIOS QUE ABARCAN MÁS DE UN ÁREA DE PRECIOS

Los mercados diarios marginalistas, que negocian energías a producirse o consumirse en más de un área de precios, deben dar como resultado el mismo precio a ambos lados de una determinada interconexión, siempre que no se agote su capacidad comercial en ninguno de los sentidos, o bien dos precios diferentes, si se ha utilizado plenamente la misma.

Existen dos formas de integrar los mercados diarios que abarcan más de un área de precio (las áreas de precio no tienen, necesariamente, que coincidir con los sistemas eléctricos):

- Separación de mercados (*Market Splitting*). Consiste en la recepción de todas las ofertas de venta y compra de electricidad de todas las áreas de

OMEL
MERCADO DE ELECTRICIDAD

Integración de mercados diarios que abarcan más de un área de precios

Aunque diferentes desde un punto de vista organizativo, las soluciones de Separación de mercados o Acoplamiento de mercados alcanzan los mismos resultados, en términos de eficiencia de precios.

Separación de mercados	Acoplamiento de mercados
• Un mercado Regional único operado por un Operador del mercado • Las características del mercado son únicas para todas las áreas de precio	• Combina varios mercados Regionales operados por Operadores de mercado diferentes • Mantiene la naturaleza independiente de cada mercado (únicamente intercambian energía por un precio)
• Utilización de un único algoritmo de casación	
• Obtención un único precio, si la interconexión entre los mercados/áreas es capaz de acoger los intercambios de energía derivados de las ofertas • Produce precios diferentes en caso de congestión en la interconexión	
➤ Se asegura una formación de precios eficiente y la utilización óptima de la capacidad de interconexión en todos los casos.	

Figura 1.

precio en un único mercado, con indicación en la oferta de en que área de precios se ofrece físicamente vender o comprar la electricidad. En el momento de producirse la casación de las ofertas, el mercado dará como resultado el mismo precio para todas las áreas de precio, si no se agotan las capacidades comerciales, o se separará en distintos precios, si se agotan alguna o algunas de las capacidades comerciales.

- Acoplamiento de mercados (*Market Coupling*). Consiste en que varios mercados, cuyas áreas de precios están unidas por interconexiones, reciben cada uno de ellos las ofertas de

compra y de venta en sus respectivas áreas de precio. En el momento de producirse las diferentes casaciones de los mercados, se intercambian las curvas de venta y compra de los mercados, alcanzándose el precio de equilibrio mediante el intercambio de oferta o bien de compra o bien de venta entre los mercados limítrofes.

Los resultados de ambas formas de integrar los mercados son idénticos desde un punto de vista técnico. En la figura 1 se comparan las ventajas y los inconvenientes de cada una de las dos opciones, así como se indican las características comunes a ambas soluciones.

En los casos de acoplamiento de mercados se considera válida únicamente la solución de acoplar los mercados mediante la utilización de un algoritmo único para los dos mercados, que produce siempre los precios correctos en ambos. Existe, además, una solución, denominada acoplamiento de mercados por volumen. En ella se utiliza en primer lugar, un algoritmo encargado de determinar el volumen de energía que se moverá entre los mercados, y a continuación, suponiendo fijo ese volumen de energía entre mercados, cada uno de ellos forma sus propios precios. Esta solución se pensó hace algún tiempo, como una posibilidad más sencilla que la formación conjunta de los precios, pero, en la práctica, se ha constatado que realmente no simplifica el proceso, y, sin embargo, crea el problema adicional de producir resultados inconsistentes con la lógica económica en muchos casos.

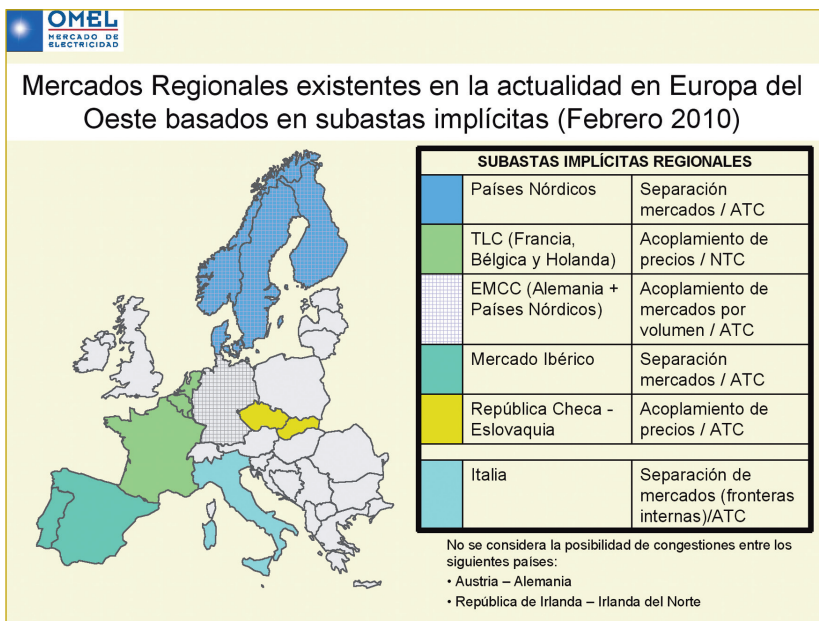


Figura 2.

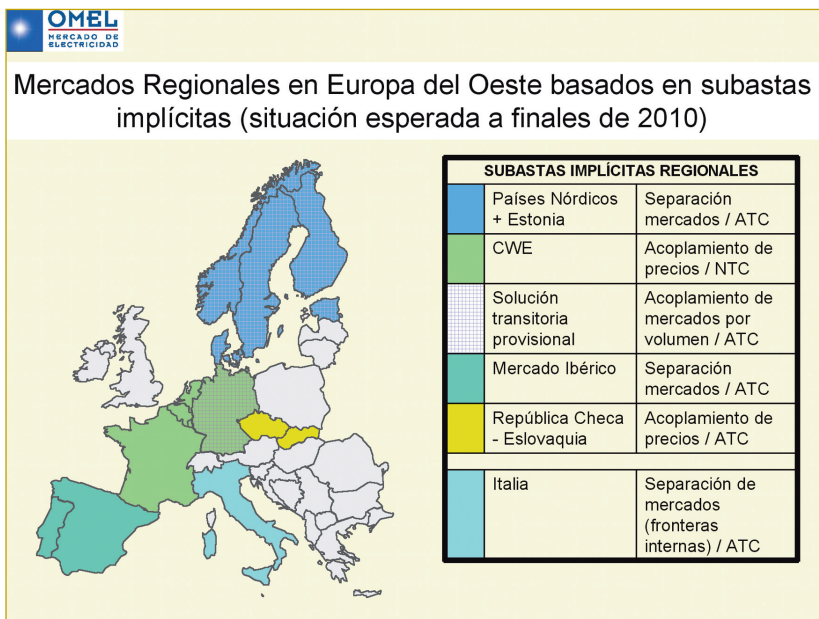


Figura 3.

ESTADO ACTUAL DE LOS MERCADOS DIARIOS REGIONALES EN LOS DIFERENTES PAÍSES DEL OESTE DE EUROPA

En el Oeste de Europa existen mercados diarios marginalistas en la mayoría de los países, y, además, algunos de ellos forman los precios conjuntamente en mercados regionales que bien pueden incluir más de un país, o bien áreas de precios del mismo país.

En la figura 2 se muestra la situación actual de cada país y mercado regional.

En aquellos mercados en los que se indica ATC (*Available Transmission Capacity*) junto al algoritmo de acoplamiento/separación de mercados utilizado, significa que en sus fronteras coexisten las subastas explícitas y las implícitas, y que por lo tanto las capacidades comerciales que se utilizan en la formación de precios son parciales. En los casos en que se indica NTC (*Net Transmission Capacity*) significa que en el algoritmo de formación de precios se utilizan las capacidades de importación y exportación completas.

La solución de acoplamiento de mercados por volumen existente entre Alemania y Dinamarca (EMCC) se estima que en el futuro pasará a ser acoplamiento de mercados en precio entre el de los Países Nórdicos y aquel en el que esté integrada Alemania.

Italia es uno de los casos con diferentes áreas de precio dentro de un país, por eso se considera al mercado italiano, a efectos del acoplamiento de mercados regionales, como un mercado regional.

En el transcurso de 2010 se espera que la situación actual de los mercados en el Oeste de Europa evolucione (a la que se muestra en la figura 3), con la

puesta en servicio del mercado denominado CWE (*Central West Europe*) que incluye Francia, Bélgica, Holanda, Luxemburgo y Alemania y alguna solución transitoria al acoplamiento del mercado de CWE con el mercado nórdico (posiblemente acoplamiento en volumen y no en precio).

LA INICIATIVA DE ACOPLAMIENTO DE MERCADOS POR PRECIO ("Price Coupling of Regions". PCR)

Los operadores del mercado Nordpool-Spot (Países Nórdicos), EPEX-SPOT (Francia y Alemania) y OMEL (España y Portugal), en línea con el modelo propuesto por la regulación europea, y con el apoyo decidido de los reguladores y de los participantes de sus respectivos países, han unido sus esfuerzos para demostrar la viabilidad técnica de que un único algoritmo de casación, resuelva de forma conjunta todas las áreas de precio del ámbito de actuación del conjunto de los mercados que operan al mismo tiempo. En una fase posterior se diseñará el algoritmo definitivo para que lo utilicen todos los mercados.

Solución que se propone

Lo que se plantea es una casación descentralizada, que no requiera la existencia de un operador del mercado único, y que, sin embargo, obtenga una solución de precios que cumpla con la condición de que éstos sean iguales en todas las áreas, si las interconexiones no están congestionadas, y que agotará la capacidad comercial, en caso de fijar precios diferentes. Los operadores de mercado, una vez demostrada la viabilidad técnica de la solución propuesta, desarrollarán un algoritmo de casación del mercado diario, que será copropiedad de todos ellos, y que pueda ser ejecutado de forma simultánea por todos los operadores del mercado, produciendo los mismos resultados en cada uno de ellos.

El ámbito geográfico comprendido por los actuales mercados involucrados en el PCR se encuentra en la figura 4.

Funcionamiento de los mercados regionales acoplados por precios

Cada operador del mercado continuará operando su mercado como en la actualidad: recibiendo las ofertas de venta y de compra de energías que serán producidas y consumidas en las áreas de precio de su ámbito de actuación.

Cuando se cierre el periodo de aceptación de ofertas de los mercados, que será común para todos ellos, cada operador del mercado resumirá de forma anónima, de acuerdo a un formato co-

mún establecido, las ofertas recibidas y las pondrá a disposición del resto de los operadores de mercados. Así mismo, cada mercado recibirá, como lo hace actualmente, de los operadores del sistema de las áreas de precio de su ámbito de actuación, las capacidades comerciales de las interconexiones con las áreas de precio limítrofes disponibles para cada hora del mercado diario del día siguiente.

Con la información de todas las ofertas de todos los mercados (resumida al máximo posible y anónima) y la información de todas las capacidades comerciales de interconexión, cada operador del mercado ejecutará el algoritmo de casación común y obtendrá los resultados de las posiciones netas y los precios de todas las áreas de precio del ámbito de actuación del PCR.

Todos los operadores del mercado pondrán a disposición de los demás operadores del mercado los resultados del algoritmo de casación para que todos puedan comprobar que los resultados sean idénticos. Una vez realizada esa comprobación se publicarán los resultados globales de precios y posiciones netas por todos los operadores de los mercados.

Con la información anterior, cada uno de ellos calculará los resultados de detalle de cada agente participante en su mercado y pondrá esa información a disposición del mismo. Una vez transcurrido el periodo de reclamaciones, común a todos los mercados, todos los operadores de los mercados publicarán la confirmación de la validez de la solución del mercado diario para el día siguiente.

Características principales de la solución propuesta de acoplamiento de mercados por precio

- La solución de los mercados diarios proporciona el precio y los intercambios netos correctos para todas las áreas de precio del ámbito de actuación del PCR. Esta característica es muy importante, y diferencia esta solución de otras en las que se ha pensado, basadas en la utilización de varios algoritmos de forma secuencial, y que serán siempre por su propia concepción aproximadas.
- La solución se diseña desde el principio abierta a la posibilidad de que otras áreas de precio se incorporen al PCR en el futuro. El carácter descentralizado de la solución simplifica cumplir con este requerimiento, que está presente en todos los trabajos de los operadores del mercado participantes en el PCR, pues la propia naturaleza de la solución requiere que se puedan adherir a la misma en el futuro otros operadores de mercado y otras áreas de precio.
- Los operadores del sistema forman parte de la solución. En todas las áreas de precio consideradas, los operadores del sistema son una parte fundamental de los acoplamientos de mercados al proporcionar la máxima capacidad comercial en las interconexiones posible en cada momento para su utilización por los mercados. Hay que destacar que una de las ventajas del PCR es que no es necesario modificar los intercambios de información entre los operadores del mercado y los operadores del sistema,

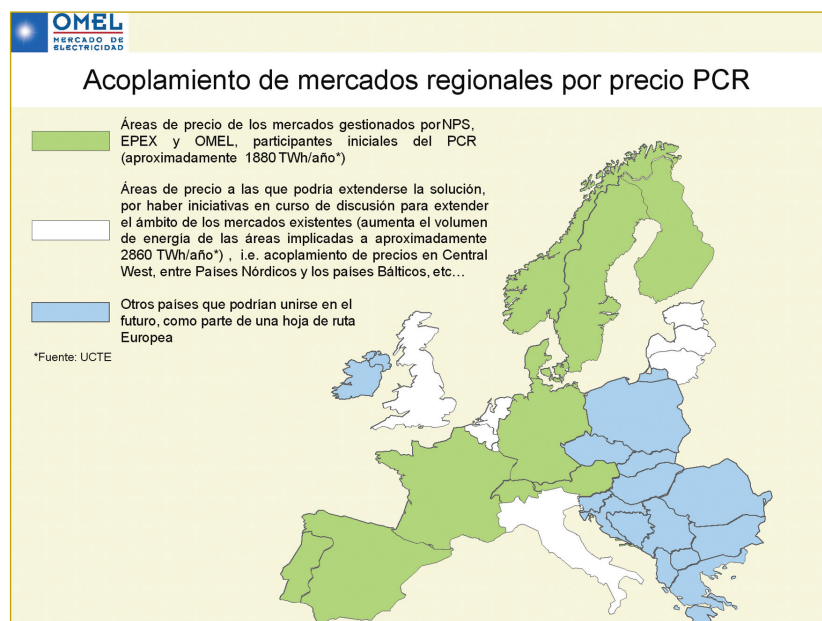


Figura 4.

ni ningún tipo de relación existente (regulatoria o contractual) entre ellos. El hecho de no ser necesario modificar estas interrelaciones, permite una rápida implementación del PCR, eliminándose un obstáculo existente en cualquier enfoque de tipo centralizado que se propusiese que llevaría aparejado una completa modificación del ámbito regulatorio y contractual altamente compleja.

- Se utilizan los procedimientos y medios técnicos existentes hoy día en los operadores de mercado. Dada la naturaleza de la solución propuesta, se siguen utilizando los mismos procedimientos de actuación y medios materiales de los mercados actuales, no siendo necesaria su modificación. La única parte que se modifica es el algoritmo de fijación de precios en el mercado diario que, si bien es la actividad fundamental de los operadores del mercado, está perfectamente delimitada. Todas las demás funciones, tales como, relaciones con los agentes, recepción de ofertas, operación de mercados intradiarios, publicación de resultados, liquidación, etc... permanecen inalteradas respecto a la situación actual.
- La solución que se propone es de una alta fiabilidad. Puesto que el mismo algoritmo de casación se ejecuta en varios operadores del mercado con los mismos datos cada día, la fiabilidad de la solución está, por tanto, asegurada ante la eventual aparición de problemas en un operador concreto, ya que puede utilizar los resultados de los demás. Además, como parte integrante del diseño del PCR, se incluye el funcionamiento desacoplado de cada mercado nacional o regional. De esta forma si un operador del mer-

cado tiene algún tipo de problema que le impida recibir las ofertas de sus participantes, se permite que el resto de los mercados pueda continuar resolviendo sus precios y posiciones netas, reduciendo el problema a la menor área posible.

- La regulación aplicable a cada mercado será la misma que en la actualidad. El PCR no requiere llegar a ningún tipo de solución regulatoria diferente a las actualmente operativas en Europa. Hoy en día los mercados regionales y nacionales están operando bajo unos esquemas regulatorios diferentes en los distintos países. El PCR mantiene todas esas soluciones regulatorias, ya que la responsabilidad de obtener las aprobaciones necesarias del algoritmo común de formación de precios en su ámbito de actuación, es de cada operador del mercado, de la misma forma que lo es en la actualidad. El hecho de que en el tercer paquete regulatorio europeo se establezca la ACER (Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía), simplificará la obtención de contestaciones alineadas de los reguladores de los diferentes países, cuando se les presente para aprobación a todos ellos, el mismo algoritmo de formación de precios y las modificaciones necesarias a las reglas de funcionamiento de cada uno de los mercados para adaptarse al mismo.
- Los esquemas de supervisión de los mercados permanecen inalterados. Hoy día cada operador de un mercado diario nacional o regional es supervisado de una cierta forma por los reguladores energéticos y/o financieros de sus respectivos países o regiones. No es necesario variar estos esquemas y pueden mantenerse como en la actualidad. Ante cualquier si-

tuación que un supervisor considere anómala, el operador del mercado estará en disposición, como ocurre en la actualidad, de responder de sus actuaciones.

- Las posibilidades actuales de las ofertas en los mercados se modificarán únicamente si es imprescindible. El estudio de viabilidad del PCR que se está llevando a cabo, debe dar como resultado, si es técnicamente posible, mantener todas las posibilidades existentes de las ofertas actualmente vigentes en los mercados. En caso de ser necesario modificar alguna de las posibilidades existentes, siempre será en el sentido de una mayor armonización, a nivel europeo, del funcionamiento y de las posibilidades de ofertar de los mercados diarios y se seguirían los procedimientos de consulta y aprobación vigentes en cada mercado.

CONCLUSIONES

El acoplamiento de mercados por precio (PCR) es la forma natural que tienen los mercados nacionales y regionales de evolucionar para conseguir un funcionamiento correcto del mercado interior de electricidad.

Las pruebas iniciales, realizadas con los algoritmos de casación actuales de los operadores de mercado participantes en este momento en el PCR, son muy positivas.

La previsible ampliación en breve plazo del ámbito del PCR a los operadores del mercado de Bélgica, Holanda e Italia completará un esquema de áreas de precio muy coherente, que abarcará prácticamente todo el centro y el oeste de Europa. ■

CENTRALES NUCLEARES

experiencias y perspectivas

NUCLEAR POWER PLANTS

experiences & prospects