

Mercados Mayoristas de Electricidad en Europa

J. L. Ríos

Los Mercados Mayoristas de Electricidad permiten una operación eficiente de las centrales de producción, facilitan la cobertura del riesgo de los generadores y comercializadores y proporcionan una señal de precio para nuevas inversiones. A pesar de disponer de un marco regulatorio común a nivel europeo cuyo objetivo último es el mercado único de electricidad, los Mercados Mayoristas se han desarrollado desigualmente en los estados miembros. La evolución desde un mercado basado en transacciones *spot* a transacciones a plazo requiere un cierto nivel de liquidez, transparencia y estabilidad regulatoria. Las interconexiones son el elemento clave para fomentar la integración de los mercados eléctricos. Para facilitar la integración, las iniciativas regionales de energía han dado un impulso a la armonización regulatoria entre países y a los proyectos de acoplamiento de mercado.

Electricity Wholesale Markets provide efficient operation of power stations, facilitate hedging instruments for generators and retailers and deliver price signals for new investments. Despite having a common regulatory framework at European level whose last aim is a single electricity market, Wholesale Markets have been unevenly developed in each Member State. The evolution from a spot-based market towards a forward-based market needs a certain level of liquidity, transparency and regulatory stability. Interconnections are the key element to promote the integration of electricity markets. To facilitate this, European Regional Initiatives have pushed regulatory harmonization between countries and market coupling projects.

INTRODUCCIÓN

La primera directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (Directiva 1996/92/CE) puede considerarse como el punto de partida de los mercados de electricidad en el ámbito de la Unión Europea. Esta directiva pretendió evolucionar desde un sistema eléctrico regulado y regido por una planificación casi obligatoria en los estados miembros, a un sistema liberalizado en el que los agentes pudieran competir en el despacho de sus centrales y en el suministro de electricidad para los clientes finales. Para ello se estableció una apertura parcial y progresiva cuyo último fin debería ser un **mercado único de electricidad** en toda Europa.

La directiva se basaba en la separación de las actividades sujetas a competencia (generación y comercialización) de las actividades en las que existe un monopolio natural¹ (operación del sistema, transporte y distribución) y reco-

gía las experiencias de algunos estados miembros, especialmente Reino Unido.

Así, la electricidad se considera una **commodity**² que puede ser vendida y comprada y cuya entrega se realiza en las redes de alta tensión de cada país. El mercado en el que se realiza esta compra-venta de electricidad al por mayor se denomina **Mercado Mayorista de Electricidad**. En el mismo se producirá una asignación eficiente de recursos a través de la competencia entre los generadores y comercializadores que redundará en beneficio del cliente final. Conviene reseñar que el nivel final de precio estará influenciado por numerosos factores exógenos sujetos a una fuerte variabilidad (precios de combustible, evolución de la demanda,...). Sin embargo, gracias a la competencia el precio de venta será inferior al que se obtendría si no hubiese un mercado.

Los Mercados Mayoristas de Electricidad se han desarrollado de forma desigual en los estados miembros en función, entre otras razones, del diseño regulatorio elegido en cada país y de la tradición de compra-venta bilateral en



JUAN LUIS RÍOS SÁNCHEZ

es ingeniero industrial, especialidad Técnicas Energéticas, por la Universidad Politécnica de Madrid y *Diplôme d'Etudes Approfondi* por la *Ecole Centrale Paris*.

Inició su carrera profesional en 2000 en REPSOL YPF como analista de planificación. En 2003 se incorpora en IBERDROLA GENERACIÓN como gerente de Contratación Mayorista. En la actualidad es el responsable de las operaciones de electricidad de IBERDROLA en Europa Continental, miembro del Consejo de EFET (*European Federation of Energy Traders*) y *Chairman* de EFET France.

el sector eléctrico. Los diferentes mercados nacionales se han integrado en mayor o menor medida gracias al acceso a las interconexiones.

MERCADOS AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

Los mercados tienen por objeto la asignación eficiente de recursos escasos. En el caso de la electricidad, el Mercado Mayorista es la "plaza pública" en la que se citan de forma continua los generadores (oferta), que necesitan vender el producto que producen –la electricidad– y los comercializadores (demanda), que compran la energía para suministrársela a los clientes finales bajo diferentes modalidades en las que compiten. Así, la electricidad (recurso escaso) es vendida por los generadores más eficientes –aquellos que pueden producir a un precio más bajo– y comprada por los comercializadores que pueden hacerlo a precios más elevados. Conviene reseñar que el mercado en el que compiten los comercializadores para suministrar a los clientes finales es el **Mercado Minorista de Electricidad**. Los comercializadores actúan como agregadores de demanda de los clientes finales. En la mayoría de los países los clientes finales pueden aprovisionarse de energía directamente

¹Monopolio natural: situación de mercado en la que una única empresa (monopolista) puede abastecer a la demanda en un ámbito determinado (región, país,...) de forma más competitiva que si hubiera varias empresas en competencia suministrando el mismo servicio.

²Commodity: subyacente estandarizado que no presenta ninguna diferenciación entre lotes. Algunos ejemplos de mercado de commodities son el crudo, oro, soja,...

en el Mercado Mayorista. Esta alternativa no suele ser utilizada por los clientes ya que los volúmenes consumidos son relativamente pequeños y no alcanzan las economías de escala necesarias para reducir los costes de transacción unitarios asociados a su participación en el Mercado Mayorista.

En los **mercados al contado o mercados spot**, la entrega del subyacente se realiza “al instante”. El hecho de que la electricidad sea una *commodity* que no puede ser almacenada hace la definición de “al instante” algo más complicada. En la mayoría de los mercados eléctricos, se considera mercado spot aquellos en los que se negocia la energía que será entregada al día siguiente (también llamados *day-ahead*). Por ejemplo, OMEL, Operador del Mercado Ibérico de Energía, organizada diariamente una **subasta** (Mercado Diario) en la que se intercambia energía para ser entregada en España y Portugal al día siguiente. El precio horario resultante del mercado spot es utilizado por los agentes para optimizar la flexibilidad de sus activos y sus contratos. La optimización es muy clara en el caso de los generadores: producirán si el precio de venta es suficiente para compensar los costes de generación. Es decir, el mercado *spot* permite **explotar de forma eficiente el parque de generación**.

Conviene recordar que al igual que el resto de los mercados de *commodities*, el mercado eléctrico es un mercado marginalista. Es decir, el precio de referencia de compra-venta es el coste de la central más cara necesaria para suministrar la demanda. En efecto, si se intercambia el mismo producto en el mismo instante, la retribución debe ser la misma independientemente de que sea producida con tecnologías submarginales, como la nuclear, o tecnologías más caras como el carbón o el gas.

Además, el mercado desempeña una función de formación y **descubrimiento de precio**: el precio al que se realiza la compra-venta sirve como referencia para que los comercializadores conozcan el importe que pagarán por la electricidad y que recibirán los generadores por su venta. El precio del mercado se convierte así en una referencia importante para posteriores decisiones de inversión. No obstante, estas decisiones también están influenciadas por otros elementos como la independencia energética, la seguridad de suministro, compromisos medioambientales de reducción de emisiones, etc. Lamentablemente, la mayoría de los mercados no consiguen generar las señales adecuadas para tener en cuenta estos elementos en las decisiones de inversión.

País	Operador del Sistema	Operadores del Mercado
España	Red Eléctrica de España (REE)	OMEL (Spot) OMIP (Plazo)
Portugal	Rede Nacional de Electricidade (REN)	
Alemania	ANPRION, Transpower, 50 Hertz, ENBW Transportnetze	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
Francia	Réseau Transport d'Électricité (RTE)	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
Holanda	TenneT	APX (Spot) ENDEX (Plazo)
Italia	TERNA	GME (Spot)

Tabla 1 Ejemplos de Operadores de Sistema y Operadores de Mercado (o mercado organizado) en Europa.

Existen dos figuras claves en el Mercado Mayorista de Electricidad: **El Operador del Sistema** y **el Operador del Mercado**. El Operador del Sistema se encarga de gestionar las entregas asociadas a la compra-venta de los agentes y asegura que esas entregas son físicamente viables en la red eléctrica. Además es el responsable último de asegurar el equilibrio generación-consumo y de organizar el mercado de servicios complementarios. Podríamos asimilar el Operador del Sistema al dueño de la “plaza pública” donde se negocia la electricidad y responsable de su funcionamiento.

El Operador del Mercado³ facilita que las transacciones se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes dispongan de la misma información. Si bien las responsabilidades de los operadores del sistema son similares en todos los países de la Unión, el alcance del Operador del Mercado es diferente según los países. La tabla 1 muestra el nombre de los operadores de sistema y de mercado en algunos países europeos.

El diseño del mercado eléctrico en la mayoría de los países europeos está basado en la figura del **Responsable de Equilibrio** o *Balance Responsible Party*: cada agente tiene un “perímetro de equilibrio” compuesto por entradas –producción de las centrales propias, importaciones,...– y salidas –venta a clientes, exportaciones,...–. Para cada hora, el balance de entradas y salidas debe compensarse y en caso contrario, el Operador del Sistema suministra la energía de desvío necesaria para balancear el perímetro. La energía de desvío se suministra a través del mercado de servicios complementarios que es gestionado por el Operador del Sistema. Este merca-

do de servicios complementarios tiene precios disuasorios respecto al mercado *spot* en la mayoría de las ocasiones. En consecuencia los agentes están incentivados a equilibrar previamente sus posiciones, apareciendo transacciones entre los agentes que tienen exceso de energía y los que carecen de ella. Además, la optimización del parque de generación hace que los agentes prefieran comprar energía en el mercado si el precio es menor que los costes de sus centrales o vender energía si el precio es superior al coste de producción, a pesar de que las salidas de su perímetro puedan estar cubiertas previamente. Una de las mayores ventajas del diseño de mercado basado en Responsables de Equilibrio es la enorme flexibilidad que poseen los agentes para definir los productos que negocian, lo que permite que cada uno de ellos asuma el riesgo preciso que desea. No es casualidad que el mercado eléctrico más desarrollado y sofisticado en Europa sea precisamente el mercado alemán, con un diseño basado en responsables de equilibrio que favorece la contratación bilateral y donde se ha evitado encorsetar y regular excesivamente la libre compra-venta de energía.

MERCADOS DE ELECTRICIDAD A PLAZO

El mercado *spot* tiene una limitación clave: sólo permite conocer el precio del día siguiente. Los generadores y los comercializadores necesitan otro mercado que les asegure el precio de compra-venta de la energía a futuro y aislarse de los vaivenes del precio *spot*. De forma natural surge el **mercado a plazo**, en el que los agentes intercambian energía con entrega en el futuro. Así, los comercializadores pueden asegurarse un precio de aprovisionamiento de energía y los generadores unos ingresos de venta durante un plazo determinado.

³A pesar de las diferencias existentes en cada país, en el presente documento se utiliza indistintamente Operador de Mercado y mercado organizado

En los mercados a plazo no sólo hay comercializadores y generadores: también participan **traders** que no tienen *a priori* una posición de compra o de venta. Los **traders** están dispuestos a asumir parte del riesgo de los generadores y de los comercializadores para obtener una expectativa de beneficio. De igual forma que el mercado *spot* asigna eficientemente el despacho del parque de generación, el mercado a plazo, conformado por comercializadores, generadores y **traders** **asigna eficientemente el riesgo** de precio a futuro. La función realizada por estos últimos, más allá que la de ser meros intermediarios, es dotar de liquidez al mercado. En efecto, los **traders** suelen poseer un portfolio diversificado de diferentes *commodities* y pueden ofrecerlo en distintos países gracias al acceso libre a las interconexiones eléctricas, que será analizado posteriormente.

La negociación de la electricidad puede hacerse de forma **bilateral** o a través de un **mercado organizado**. La negociación bilateral suele estar intermediada por un *broker* que obtiene una comisión una vez que se ha cerrado el contrato de compraventa. En la mayoría de las ocasiones la transacción se realiza a través de plataformas electrónicas suministradas por los brokers. La negociación bilateral supone asumir un riesgo de contrapartida, pues la contraparte puede incumplir sus obligaciones –en caso de *default* o quiebra, como sucedió con Lehman Brothers en septiembre de 2008–. La negociación a través de un mercado organizado tiene una operativa similar, pero no existe riesgo de contrapartida al disponer de una **cámara de compensación** depositaria de garantías suficientes para hacer frente a las obligaciones de los participantes en caso de incumplimiento.

Si en el mercado *spot* la mayor parte del volumen suele intercambiarse mediante subasta, en los mercados a plazo se realiza mediante **trading continuo**. El **trading** continuo consiste en que los agentes muestran sus ofertas firmes de compra y venta durante un plazo determinado de forma que el resto de los participantes puedan acceder a esas ofertas. Según se desarrolla el mercado y adquiere más complejidad, el porcentaje de volumen negociado mediante trading continuo va aumentando y puede superar el 95% de volumen total.

La electricidad negociada mediante trading continuo se intercambia de forma habitual en bloques estándar: carga base (de 0h. a 24h.), *peak* (de 8h. a 20h.) y *offpeak* (de 0h. a 8h. y de 20h. a 24h.). Aunque en los mercados puede negociarse cualquier plazo, en la mayoría de las ocasiones coinciden con días (D), semanas (W), meses (M), trimestres (Q) y años naturales (Y).

La figura 1 muestra el precio en varios países europeos del producto carga base con entrega desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2010. Se observa como Francia, Holanda y Alemania presentan un nivel de precios similar, mientras que Italia tiene un precio claramente superior y España un precio inferior. Todos los mercados presentan las mismas tendencias pues independientemente de las especificidades y estructura del sector eléctrico de cada país, los mercados de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (CO₂) y de combustibles de ciertas tecnologías de generación (carbón, gas, fuel) son globales. Además, como se verá posteriormente, las interconexiones eléctricas favorecen la convergencia de precios al permitir el flujo de electricidad hacia los mercados con precios más altos.

Como se ha expuesto anteriormente, la venta a plazo de la energía de los generadores supone asegurar los ingresos. No obstante, el margen de los generadores no queda asegurado ya que depende además de cómo evolucionen los costes de combustible. Esto no es así para las centrales nucleares, puesto que el coste de combustible nuclear sólo representa un pequeño porcentaje de precio obtenido por la venta de la energía. Sin embargo, este riesgo es crítico para las tecnologías de generación marginales como el carbón y el ciclo combinado. De forma natural, las centrales de estas tecnologías acompañarán las ventas de electricidad a plazo con la compra de sus elementos de coste más volátiles (combustibles y derechos de emisión⁴) para asegurar los márgenes. La negociación conjunta de electricidad y combustibles se denomina **cross-commodities**. El **Clean Dark Spread** representa el margen de una central de carbón con una eficiencia y factor de emisión determinado, mientras que el **Clean Spark Spread** representa el margen de un ciclo combinado. La figura 2 muestra la evolución del **Clean Dark Spread** y del **Clean Spark Spread** para un funcionamiento en carga base durante el año 2010 en Alemania. Durante la mayor parte del periodo representado, el margen previsto de una central de carbón fue superior al de un ciclo combinado. Sin embargo, la fuerte bajada del precio del gas a finales de 2009 provocó que el margen del ciclo aumentase. A partir del mes de noviembre la previsión era que una central estándar de ciclo combinado en Alemania estuviese antes en el “orden de mérito” que una central estándar de carbón durante 2010. Esta situación varía continuamente en función de cómo evolucionen los precios de electricidad y combustibles.

a. Factores clave en el desarrollo del mercado a plazo

Antes de cualquier otra consideración, el desarrollo del mercado requiere que éste tenga **utilidad**. El mercado a plazo es innecesario si el importe que finalmente recibe la generación y paga la

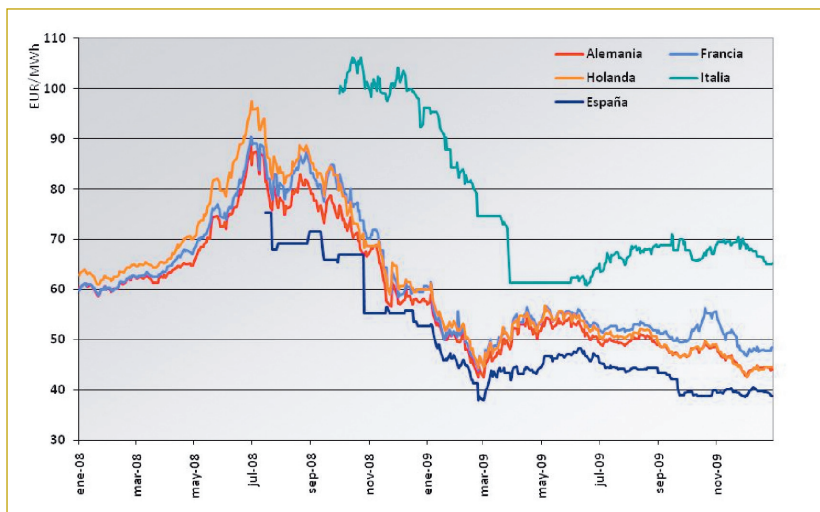


Figura 1: Evolución del precio del producto carga base Y+1 en Alemania, Francia, Holanda, Italia y España. Fuente: Bloomberg.

⁴La Directivas 2003/87CE y 2009/29/EC establecen que las instalaciones sujetas al régimen europeo de comercio de emisiones, en las que están incluidas todas las centrales de generación con combustibles fósiles, deben entregar anualmente un derecho de emisión por cada tonelada de gas de efecto invernadero que emitan. Existe un mercado europeo donde se negocia el derecho de emisión, que es considerado como un coste más por las centrales de generación con combustibles fósiles.

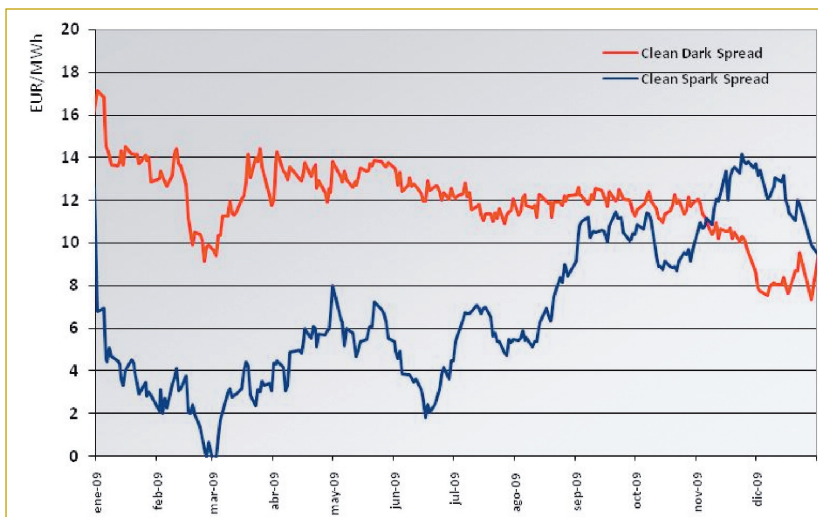


Figura 2: Clean Dark Spread y Clean Spark Spread para funcionamiento en carga base y entrega en Alemania durante el año. Y+1. Referencia precio carbón: API#2; referencia precio gas: TTF; referencia precio emisiones: ECX. Factor emisión CCGT=0.411 tCO₂/MWh; Factor emisión carbón: 0.960 tCO₂/MWh; Eficiencia CCGT=49,13%; Eficiencia Carbón=35%. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg

demanda no está basado en el precio del mercado. Así, los mecanismos que “apantallan” el precio, como por ejemplo las tarifas integrales que a pesar de estar prohibidas por la segunda directiva sobre el mercado interior de la electricidad 2003/54/CE subsisten en determinados países, hacen desaparecer la necesidad del mercado y en consecuencia, impiden su desarrollo. Además hay otros tres factores clave para el desarrollo de los mercados a plazo:

- **Liquidez:** un mercado líquido es aquél en el que se pueden negociar volúmenes elevados sin sufrir una variación significativa del precio. Un mercado sin liquidez suficiente genera señales de precio poco creíbles, lo que puede provocar que los agentes decidan no participar y, en consecuencia, reducir aún más la liquidez del mismo. La liquidez está intimamente ligada con el volumen negociado. La tabla 2 compara el cociente del volumen negociado en el mercado a plazo y la demanda en 2009 en diferentes países europeos. Se observa que de media, cada MWh consumido en Alemania

ha sido comprado y vendido 9 veces, dando una idea de la liquidez de este mercado. Este cociente es de 0,72 en el caso de España.

- **Transparencia:** un mercado es transparente cuando todos los agentes tienen a su disposición los datos que afectan de forma relevante en la formación del precio. El mercado de la electricidad es uno de los más complejos y que mayor información necesita para tener una expectativa de precio razonablemente correcta. La temperatura, pluviosidad, evolución de la demanda, previsión de precios en los mercados vecinos o disponibilidad de las centrales son datos necesarios para construir la expectativa de precio. Pero no sólo se necesitan previsiones a futuro, también se requiere los datos de producción por central, demanda, disponibilidad, etc. lo más cerca del tiempo real. El mercado eléctrico español, el de los países nórdicos (Nordpool) y el del Reino Unido son los mercados que más y mejor información proporcionan a los agentes. La transparencia de estos mercados permite alcanzar

un campo de juego equilibrado que promueve la competencia y favorece la aparición de nuevos entrantes. Sin embargo, las iniciativas voluntarias de transparencia de los países de Centro-Europa se encuentran a un nivel considerablemente inferior.

- **Estabilidad regulatoria:** el desarrollo del mercado mayorista de electricidad necesita un marco regulatorio predecible que favorezca el comercio de energía. El mercado no sólo sirve para optimizar el despacho de la generación y la compra de la energía a corto plazo, también debe suministrar las señales adecuadas de inversiones, cuyo plazo de recuperación es de decenas de años, especialmente en el caso de las centrales nucleares. Existen numerosos precedentes de cambios de regulación que han alterado considerablemente la lógica del mercado tanto en España (RDL 3/2006) como en el extranjero (Tarifa Regulada Transitoria de Acceso al Mercado -TARTAM-, propuesta de reforma del mercado eléctrico francés -NOME-,...). El daño provocado por intervenciones regulatorias que alteran las señales del mercado va más allá del plazo en el que están en vigor: generan una desconfianza que requiere mucho tiempo antes de ser olvidada por los agentes.

INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS NACIONALES

La segunda y tercera directiva sobre el mercado interior de electricidad (2003/54/CE y 2009/72/CE respectivamente) han incidido en los problemas para constituir los mercados nacionales, y sobre todo un mercado único de electricidad en el ámbito europeo. El alcance desigual de la liberalización entre los países miembros impedía el desarrollo de la competencia, por lo que se ha intentado fomentar el desarrollo del comercio transfronterizo a través de las **interconexiones eléctricas**. El objetivo es que los generadores y comercializadores no sólo compitan en sus mercados domésticos, sino también en los países vecinos. Para ello, el Reglamento 2003/1228/CE y la posterior guía de gestión de las congestiones en las interconexiones, estableció que el acceso a las mismas debía ser no discriminatorio y basado en mecanismos de mercado. Así un generador en un estado miembro puede adquirir capacidad transfronteriza y vender su producción a clientes de un país vecino, compitiendo con los generadores de ese país. Además las interconexiones permiten una operación más eficiente de los activos de generación,

(Año 2009)	Volumen negociado (TWh)	Demanda (TWh)	Ratio volumen negociado / demanda
Alemania	5562.6	617.5	9.01
Francia	418.5	518.8	0.81
Holanda	182.5	126.2	1.45
Italia	200.5	367.1	0.55
España	179.9	251.3	0.72

Tabla 2: Ratio Volumen negociado / demanda. Fuente: elaboración propia a partir de datos de brokers.

favorece la liquidez de los mercados y ayuda a reducir el diferencial de precio existente entre países vecinos.

La asociación de reguladores nacionales de energía, ERGEG, propuso la creación de las **Iniciativas Regionales de Energía** en junio de 2005, con las que se pretendía dar un impulso a la armonización de los mercados entre países vecinos. Para ello se crearon seis iniciativas regionales: Reino Unido-Irlanda, Región Báltica, Región Nórdica, Europa Central-Oeste, Europa Central -Este, Europa Central-Sur y Europa Sudoeste, a la que pertenece España. El objetivo de las iniciativas regionales es solucionar las causas que en la práctica impiden el comercio transfronterizo a través de la armonización de mercados vecinos, sin perder de vista el objetivo último: creación del mercado único de energía en Europa.

En la mayoría de interconexiones europeas se adjudica capacidad a plazo (normalmente capacidad anual y mensual) y capacidad diaria. Los adjudicatarios de la capacidad a plazo tienen el derecho a transitar energía entre dos estados miembros durante un plazo determinado, lo que permitirá a los generadores competir con las centrales del país vecino y a los comercializadores aprovisionarse de energía en otro país. Como contrapartida pagan una

prima establecida en un proceso de subasta competitiva. A pesar del esfuerzo de armonización realizado en el ámbito de las iniciativas regionales, sigue existiendo una gran diversidad de productos, plazos, mecanismos de subasta, requisitos de participación, etc.

En la actualidad, hay una clara tendencia hacia el **acoplamiento de mercados eléctricos** de distintos países. El acoplamiento de mercados (**market coupling**) se basa en que los operadores del mercado realizan la subasta diaria teniendo en cuenta la curva de oferta y demanda agregada de los países vecinos y la capacidad libre disponible en las interconexiones. De esta forma, se asegura un uso totalmente eficiente de la interconexión. En el caso de que el precio sea distinto entre dos países vecinos, se genera unas rentas procedentes del tránsito de energía desde el país de menor precio al país de mayor precio. Estas rentas se suman a las obtenidas en el proceso de subasta competitiva de capacidad a plazo y, conforme al Reglamento 2009/714/CE, sólo pueden ser destinadas a garantizar la firmeza de la capacidad subastada y a la inversión en la mejora de las interconexiones. De hecho, la causa última de que no exista un mercado único de electricidad es la limitada capacidad de las interconexiones eléctricas.

Las experiencias de acoplamiento de mercados de Nordpool (países nórdicos), MIBEL (España y Portugal) y *Trilateral Market Coupling* (Francia, Bélgica y Holanda) han sido un éxito. Cabe destacar que próximamente entrará en funcionamiento el proyecto más ambicioso por el volumen de los mercados: el acoplamiento entre Francia, Bélgica, Holanda y Alemania. Dentro del ámbito de la Iniciativa Regional de Europa Sudoeste, se ha identificado el acoplamiento de mercados entre España y Francia como un hito clave en la integración del mercado de la Península Ibérica con el resto del continente. No obstante, también debería promoverse un uso más eficiente de la interconexión Francia-España modificando la regulación nacional española que impide, de forma inédita en Europa, que los operadores dominantes españoles participen en igualdad de condiciones que el resto de los agentes.

Por último, mencionar que la tercera directiva crea organismos de ámbito europeo, como ACER -Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía- y ENTSO-E -compuesta por los operadores de sistema europeos-, con capacidad decisoria en caso de conflicto entre los reguladores u operadores del sistema de varios estados miembros.■

36 Reunión Anual de la Sociedad Nuclear Española

Santiago de Compostela
6 a 8 de octubre 2010



Reserva fecha en tu agenda