

«Las inversiones de largo plazo y los mercados eléctricos»

¿Los precios en los mercados mayoristas de energía eléctrica, garantizan el equilibrio a largo plazo entre oferta y demanda sin que haya peligro de restricciones físicas o son necesarias intervenciones adicionales?. El presente artículo esboza algunas respuestas a esta pregunta. Primero analiza las características de los precios de la energía eléctrica como commodity y la relación entre precios de corto y largo plazo. El segundo apartado describe las soluciones con intervención regulada que han tratado de solucionar las deficiencias de los mercados de contado. El tercer apartado analiza las condiciones bajo las que sería posible aplicar soluciones de mercado que equilibren oferta y demanda, tanto en el corto como en el largo plazo, garantizando además, la seguridad necesaria para el funcionamiento de la red de transmisión. El último apartado recoge un resumen de las principales conclusiones.

Energia elektrikoaren handizkako merkatuetako prezioak gai dira eskaintza eta eskariaren arteko epe luzerako oreka zerbitzua murrizteko arriskurik izan gabe bermatzeko edo beharrezkoak dira bestelako esku hartzeak? Artikulu honek galdera horri zenbait erantzunen zirriborroa egingo dio. Lehendabizi, energia elektrikoaren prezioen ezaugarriak salgaia den aldetik eta epe laburreko eta luzeko prezioen arteko erlazioa aztertuko ditu. Bigarren atalak eskura merkatuetako akatsak konpontzen ahalegindu duten araupeko esku hartzeen bidezko irtenbideak deskribatuko ditu. Hirugarren atalak eskaintza eta eskaria, epe laburrean zein luzean, berdinduko lituzketen merkatu bidezko irtenbideak ezarri ahal izateko baldintzak aztertuko ditu, kontuan hartuz transmisio sarearen funtzionamendu orekaturako beharrezko segurtasuna bermatu egiten dela. Azken atalak ondorio nagusien laburpena eskainiko du.

Do the wholesale market prices of electric power ensure a long-term balance between supply and demand with no danger of physical restrictions, or are further interventions necessary? This article outlines some answers to this question. First it analyses the characteristics of the price of electricity as a commodity and the relationship between short and long-term prices. The second section describes the regulated intervention methods which have been used in an attempt to resolve the shortfalls of spot markets. Section three looks at the conditions under which market solutions could be applied to balance supply and demand in the short and long term, and to ensure the security required for the balanced operation of the transmission network. The last section gives a summary of the main conclusions.

ÍNDICE

1. Las incertidumbres de los mercados eléctricos de contado
 2. Las soluciones con intervención regulatoria
 3. Las soluciones de mercado
 4. Conclusión
- Referencias bibliográficas

Palabras clave: *Mercado eléctrico, incertidumbre, regulación, energía, electricidad.*
Clasificación JEL: *L1, L4, L9*

En California, durante los veranos de 1999 y 2000, los precios horarios en el mercado mayorista de energía eléctrica (California Power Exchange o CalPx) alcanzaron picos de 2000 US\$ por MWh, y medias diarias cercanas a los 100 US\$ por MWh, cuando en condiciones normales su precio medio se situaba en el entorno de los 50/60 US\$. Estos picos de precios han servido para promover planes de construcción de unos 90,000 MW de nueva generación para los próximos años, pero no han evitado la insuficiencia de oferta en el corto plazo. Durante el invierno de 2001, las restricciones al suministro físico fueron el único medio de equilibrar oferta y demanda¹.

¹ Un diagnóstico completo de las causas que se encuentran detrás de la crisis de California está fuera de los objetivos de este artículo. Para una descripción de sus soluciones puede consultarse el manifiesto de los profesores de economía Berg y otros.

En ocasiones se ha manifestado que España podría tener problemas de abastecimiento similares a los California². En los últimos años, el sistema eléctrico español ha vivido una situación de exceso de capacidad de generación instalada. La capacidad instalada en el sistema peninsular español es de unos 54.000 MW, mientras que la demanda pico de potencia en el año 2001 fue de unos 34.000 MW. La capacidad disponible, asumiendo años secos y un porcentaje de fallo de centrales determinado, suele estimarse un 30 por ciento por debajo de la potencia instalada. De esta forma, la relación entre potencia disponible y punta de demanda (lo que se conoce como índice de cobertura) se sitúa cerca del límite del 1,10 entre el 2001 y el 2005³. Si tenemos

² Ver, por ejemplo, La Razón del 31 de Mayo de 2001.

³ Véase González, G. Y F. Soto (2001).

en cuenta una cierta probabilidad de que los incrementos de demanda de energía producida y de potencia en pico en los próximos años, sean superiores a los previstos y que esto pueda coincidir con años especialmente secos, como fue el 2000, se explica este cierto temor en España a posibles restricciones en el suministro físico de energía.

Aunque estos temores sólo se justifiquen en España, para situaciones muy extremas y poco probables, la cuestión es la siguiente: ¿Los picos de precios en mercados mayoristas de energía eléctrica, garantizan el equilibrio a largo plazo entre oferta y demanda sin que haya peligro de restricciones físicas o son necesarias intervenciones adicionales?. El presente artículo esboza algunas respuestas a esta pregunta. Primero analiza las características de los precios de la energía eléctrica como commodity y la relación entre precios de corto y largo plazo. El segundo apartado describe las soluciones con intervención regulada que han tratado de solucionar las deficiencias de los mercados de contado. El tercer apartado analiza las condiciones bajo las que sería posible aplicar soluciones de mercado que equilibren oferta y demanda, tanto en el corto como en el largo plazo, garantizando además, la seguridad necesaria para el funcionamiento de la red de transmisión. El último apartado recoge un resumen de las principales conclusiones.

1. LAS INCERTIDUMBRES DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DE CONTADO

Los mercados mayoristas de contado que han empezado a funcionar durante

los años 90⁴ han observado picos de precios horarios muy altos. Aunque, en teoría, estos picos deberían permitir recuperar los costes fijos de las inversiones en plantas de generación, se suele argumentar que no resultan suficientes para que el capital privado aborde las inversiones requeridas para dotar de seguridad al suministro eléctrico. Si la oferta no resulta suficiente para satisfacer a la demanda con un cierto margen de seguridad, el equilibrio y la seguridad de la red de transmisión obligaría a interrupciones físicas del suministro cuando la oferta resultara insuficiente.

Los mercados de contado de energía eléctrica son fuente de incertidumbres no gestionables, en el sentido en que Knight (1921) definía el riesgo como distinto a la incertidumbre. La incertidumbre se refiere a acontecimientos futuros sobre los que no existe información presente y sobre los que no tenemos una probabilidad esperada que ocurran. El riesgo se refiere a acontecimientos futuros sobre los que hoy existe una distribución esperada de probabilidad. Desde el punto de vista de los mercados esta distinción es básica porque mientras la incertidumbre provoca el temor a lo desconocido, el riesgo tiene un coste conocido y resulta gestionable en los mercados de riesgo, como son los mercados de seguros o de derivados financieros. En los mercados de contado,

⁴ Los Pools de intercambios de energía eléctrica un día antes del despacho real, han entrado en funcionamiento en Reino Unido y NordPool a principios de lo 90, en California y España en 1998, en Pennsylvania, Jersey y Maryland en 1999, en Holanda también en 1999. En Italia se prevé la entrada en funcionamiento de un Pool de esta características para 2002.

las principales fuentes de incertidumbre son: 1) la relación entre precios de corto plazo y precios de largo plazo, 2) los precios y tarifas de los inputs y 3) el comportamiento de la demanda y el funcionamiento de la red en condiciones de "fiabilidad" y seguridad.

1.1. Los precios de corto y largo plazo en la energía eléctrica

Las especiales características de la energía eléctrica como commodity y, en particular, aquéllas que afectan a su volatilidad⁵ hacen que la energía eléctrica intercambiada en mercados de corto plazo y aquella que se intercambia en mercados de largo plazo se comporten como dos productos diferentes. En cualquier commodity, todo precio futuro es distinto del precio de contado, pero cuando es posible el almacenamiento físico, el arbitraje temporal permite una convergencia de precios entre ambos mercados y una estrecha correlación entre sus movimientos. Cuando, como ocurre con la energía eléctrica, no hay posibilidad de arbitraje físico, la convergencia de precios y las correlaciones entre precios de corto y largo plazo depende, sobre todo, de cómo se diseñen los mercados y sus relaciones. El precio del mercado de contado y su volatilidad, considerado aisladamente, da poca información sobre los precios de largo plazo.

En energía eléctrica, cada contrato con período de ejercicio distinto tiene una

⁵ Volatilidad es la variación de precios que no obedece a una tendencia determinada. Se define matemáticamente como la desviación estándar anualizada del logaritmo natural de dos precios sucesivos.

volatilidad diferente. Por ejemplo, un contrato con ejercicio de un año tiene una volatilidad muy distinta (mucho más baja) que un contrato con ejercicio de una semana. Aunque en nivel, el precio medio anual es la media de los precios horarios en todo ese año, la relación entre sus volatilidades es más compleja⁶. Pero es que, además, un contrato de ejercicio en el mes de abril tiene una volatilidad muy distinta que un contrato con ejercicio en el mes noviembre (las volatilidades presentan estacionalidad temporal). Dadas estas características de las volatilidades, los precios de los contratos de suministro de energía eléctrica, según su plazo y su período de ejercicio, funcionan como precios de productos distintos⁷. Esto quiere decir que si sólo existen mercados de contado, el precio de largo plazo resulta incierto, más sujeto a incertidumbre que a riesgo, y la gestión de este último en los mercados resulta difícil, por no decir imposible.

Además, la volatilidad de los precios spot de energía eléctrica es especialmente alta, porque cuando la demanda horaria se acerca a los límites de generación de la capacidad instalada, los precios ajustan alcanzando unos niveles de equilibrio muy altos. La capacidad de generación no puede aumentarse en el corto plazo para responder a la mayor demanda y, por tanto, sólo queda el ajuste

⁶ Técnicamente, la volatilidad de una media (por ejemplo anual) de precios puntuales (por ejemplo diarios) es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las volatilidades puntuales (diarias) mas las correlaciones entre esos precios puntuales. En ocasiones esta volatilidad media es más baja y en ocasiones más alta que las volatilidades puntuales.

⁷ Un análisis de la estructura temporal de las volatilidades en el mercado eléctrico español puede encontrarse en Blanco, Lasheras y Martínez (2001)

vía precios. Por el contrario, cuando hay exceso de capacidad, los precios se aproximan a los costes marginales o costes evitables de la generación. En consecuencia, los precios eléctricos parecen condenados en los mercados spot de energía a fluctuar entre picos muy elevados (si la capacidad instalada se acerca al límite) y el coste marginal de producir (cuando la capacidad instalada excede ampliamente a la demanda). Esta elevada volatilidad introduce aún mayor incertidumbre en las expectativas de precio de largo plazo.

Así pues, cuando sólo existen mercados de contado y no hay mercados a plazo, los precios spot: 1) no aportan información suficiente sobre los precios de largo plazo y 2) impiden una gestión de riesgos de manera que cada oferente y cada demandante asuma el riesgo que desee, transfiera el que no desee y encuentre un coste razonable para la combinación de rentabilidad y riesgo que busca, según la información va llegando a los mercados.

En los mercados eléctricos de reciente creación, preocupados sólo por desarrollar un mercado de contado, como ha ocurrido en California o en España, los agentes económicos no tienen información para descubrir los precios de largo plazo a partir de los precios de contado. Puesto que, además, generalmente estos mercados arrancan con excesos o con defectos de capacidad atribuibles a decisiones anteriores de regulación, los precios de corto plazo aportan más información sobre el pasado que sobre el futuro. Así pues, el enfrentarse a precios desconocidos, según son percibidos por los posibles inversores en nuevas plantas de generación, al comienzo

de los procesos de liberalización, dificulta los procesos de inversión.

1.2. Riesgo de precio en los mercados de gas natural

Además de las incertidumbres de precio, los nuevos mercados eléctricos como el español, se enfrentan a los riesgos derivados de los cambios en el marco regulatorio de los sectores energéticos. En España los riesgos regulatorios más importantes que inciden en los precios de largo plazo son los que afectan a las tarifas reguladas y al mercado del gas natural. El riesgo asociado a una inversión en plantas de generación depende no sólo de los precios de la electricidad, sino también del riesgo de los precios de sus combustibles. El combustible clave en las nuevas centrales de generación es el gas natural⁸, que está inmerso en un proceso de liberalización con incertidumbres similares a las que inciden sobre los mercados de energía eléctrica.

El precio del gas natural tiene dos componentes básicos: el precio del transporte y almacenamiento y el precio del abastecimiento. El precio de abastecimiento y transporte actualmente está integrado con el de suministro y regulado (salvo para consumos superiores a 1m³ anuales). En gas natural no existe un mercado de excedentes (de contado) ni un mercado de contratos con precios formados por la interacción de oferta y demanda, los precios de los contratos, igual que los de tarifa, se

⁸ Prácticamente la totalidad de los cerca de 32.000 MW de potencia instalada cuya autorización ha sido solicitada en España a mayo de 2001 y que están pendientes de autorización y/o construcción, son ciclos combinados de gas natural.

suelen indiciar al precio de un conjunto ponderado de crudos y fuelóleos que replican la fórmula de las tarifas reguladas.

La evolución de los precios de gas natural en los próximos diez años está sujeta, por tanto, a la incertidumbre regulatoria que afecta a las tarifas de acceso a las redes, a los precios de abastecimiento y al propio marco institucional del sector del gas⁹. Esta incertidumbre, junto con la que afecta a la evolución de las propias tarifas eléctricas (tanto las integrales para consumidores "cautivos" como los sobrepuestos regulados por Costes de Transición a la Competencia o por garantía de potencia en el mercado peninsular Español), introduce incertidumbre en los procesos de inversión.

1.3. Reservas de capacidad y fiabilidad de la red

En tercer lugar, además de las incertidumbres de precios y regulatorias, hay otro problema con los precios del mercado spot de electricidad como señal para inversiones de largo plazo. La seguridad o fiabilidad del sistema eléctrico (reliability) requiere un exceso de capacidad permanente que no se alcanza con un mercado spot cuyo precio lo fija el ajuste, un día antes, entre oferta y demanda de energía a consumir o producir en cada hora. La seguridad de cualquier sistema eléctrico necesita un

⁹ Por ejemplo, el RD Ley 6/2000, pendiente aún de aplicación en su mayor parte por falta de desarrollo reglamentario a mayo de 2001, prevé cambios en la estructura accionarial del transportista de gas natural, la subasta de parte del gas obtenido del contrato con SONATRACH (gas de Argelia) y modificaciones en las tarifas de acceso a la red de transporte y distribución de gas natural.

un cierto "exceso de capacidad" o unas reservas de operación que garanticen una respuesta a los incrementos imprevistos de demanda en el corto plazo. Si no existe este margen de seguridad, la interrupción del suministro en algunos nodos de la red de transmisión, afectando a un conjunto indiscriminado de consumidores, es la única respuesta ante incrementos imprevistos de demanda en el corto y medio plazo.

Por razones de seguridad, la capacidad instalada de generación, incluyendo la capacidad de interconexión con sistemas limítrofes, siempre debe estar por encima de la demanda real de potencia en punta. El problema entonces es: ¿cuánto por encima? ¿un 2 por ciento o un 10 por ciento? ¿quién y cómo decide este margen de seguridad? y ¿cuanto debe pagarse y por quién para cubrir sus costes? ¿cuál es el nivel de demanda esperado para definir las reservas de capacidad?. Un precio horario de la energía en el mercado diario, no parece que pueda ser una señal suficiente para que los inversores inviertan en exceso de capacidad. Por lo general, son los Operadores del Sistema, los que determinan las necesidades de ajustes y reservas en cada momento. Pero resultan desconocidas las reglas y la información básica para estas decisiones.

Es cierto que los mercados de ajustes y reserva de capacidad para regulación pueden dar señales de precio sobre los niveles de seguridad o fiabilidad demandados, pero la dan para periodos de tiempo muy cortos, en comparación con los plazos que son necesarios para recuperar las inversiones. Los agentes

del mercado desconocen sí los precios actuales por restricciones, desvíos y mercados de regulación son sostenibles en el largo plazo, ya que dependen del diseño institucional de los mercados de regulación y ajustes y de cálculos y previsiones realizados por el Operador del Sistema con muy poca transparencia.

2. LAS SOLUCIONES CON INTERVENCIÓN REGULATORIA

Las alternativas a estas incertidumbres de los mercados de contado de los años 90 para garantizar el equilibrio entre oferta y demanda en el largo plazo, con la seguridad y fiabilidad óptimas, han sido muy diferentes dentro de las recientes experiencias de liberalización de la energía eléctrica. Por ejemplo, los mercados de capacidad separados de los mercados de energía, los caps de precios en los momentos en que oferta y demanda han sido cuasi verticales, o los sobrepagos por garantía de potencia, han intentado incentivar las inversiones de largo plazo manteniendo básicamente un diseño institucional de mercado eléctrico como un mercado de contado diario.

2.1. Los mercados de capacidad y los mercados de energía

Una primera solución para conseguir capacidad instalada en exceso por razones de seguridad y disminuir divergencias entre las volatilidades de los precios de contado y las de los precios de largo plazo, ha sido organizar un mercado de capacidad diferente del mercado de contado de energía.

Un mercado de capacidad es un mercado en el que se subastan títulos que habilitan a los generadores a acudir posteriormente al mercado de energía. La cantidad de títulos o MW subastados es decidida por el Operador del Sistema (OS) que tiene la responsabilidad de velar por la seguridad y fiabilidad de la red de transmisión de energía eléctrica. El precio de cada título es el que resulta de un proceso de subasta. Los recursos para pagar a los generadores los títulos de capacidad que ofrezcan, se aportan por los consumidores que desean tener garantizada la seguridad del suministro. Cada cierto tiempo, por ejemplo cada seis meses, el OS fija la capacidad máxima que estima necesaria para responder a la demanda con los niveles de seguridad o fiabilidad adecuados y pide ofertas a los generadores para cubrir esa demanda. Los resultados de esta subasta deben permitir a los generadores cubrir sus costes fijos. Cuando el precio supera los costes fijos, porque se demanda más capacidad de la que hay instalada, se incorporarán nuevos generadores. Por el contrario, cuando el precio no alcanza a cubrir los costes fijos, porque existe capacidad en exceso, cerrarán algunas plantas de generación. Los precios de un mercado de capacidad a seis meses o a un año son más apropiados que el precio de contado para analizar la conveniencia o no de proyectos de inversión, pero no son suficientes.

Pennsylvania, Jersey y Maryland (PJM) han diseñado un mercado eléctrico de capacidad que separa entre un mercado o Pool de energía spot y un mercado de capacidad. Todo generador que quiera

vender en el mercado de energía debe tener la reserva de capacidad correspondiente adquirida en el mercado de capacidad. Quien habiendo adquirido reserva de capacidad decide luego exportarla a sistemas eléctricos, fuera de PJM, y si se producen en el área de regulación de PJM tensiones por insuficiencia de capacidad, resulta multado en una cuantía equivalente al coste fijo de invertir en nuevas plantas de generación.

Un mercado de capacidad separado del mercado de energía representa, sin duda, un avance respecto a sistemas que cuentan exclusivamente con un mercado de contado, ya que amplía la información sobre los precios de largo plazo y permite una cierta gestión de riesgos. Pero los problemas de incertidumbre, tanto de precios como regulatoria, de rigidez de demanda y de segmentación de mercados, siguen produciéndose. Los precios a seis meses (agregando energía y capacidad), siguen sin ser precios a seis años, aunque bien es cierto que dan mas información a los inversores que exclusivamente los precios de contado. Es, por consiguiente, difícil que un mercado de capacidad transforme la incertidumbre en riesgo gestionable por los agentes económicos en los mercados de contratos.

2.2. Los sobrepagos por garantía de potencia

Otra medida regulatoria que busca incentivar inversiones de largo plazo, cuando sólo existen mercados de contado, es establecer sobrepagos regulados a cobrar por los generadores. Este es el procedimiento que en España puso en vigor la Ley del Sector

Eléctrico*, bajo el nombre de pago por garantía de potencia. El regulador determina una cantidad que deben de pagar los compradores de energía (en última instancia los consumidores) y que cobran los generadores con el fin de cubrir los costes fijos de la inversión supuestamente no cubiertos por los precios horarios de los mercados de contado. Se busca así incentivar nuevas inversiones y evitar que la capacidad instalada se sitúe por debajo de la deseada.

El problema es que este sobrecoste difícilmente se considerará una señal suficiente para promover inversiones de largo plazo. Si los recursos obtenidos con este sobrepago se destinan a la generación ya instalada, las nuevas inversiones se decidirán sólo en la medida en que los inversores entiendan que este sobrepago se mantendrá durante todo el período de maduración de la inversión futura. Se sustituye la volatilidad e incertidumbre de los precios spot por la incertidumbre regulatoria y, en momentos como los actuales de cambio en el marco legal de regulación, esta última puede ser más elevada aún que la primera. En segundo lugar, el pago por garantía de potencia no se vincula al mercado de reservas de capacidad, por lo que difícilmente puede considerarse una señal adecuada para garantizar la seguridad del sistema. Por último, responde a decisiones de regulación que pueden alejarse de la eficiencia económica, al no basarse en la elasticidad de la demanda al precio y en las señales del mercado y por tanto, aún en el caso de que fuera eficaz no tendría

*Ley 54/1997

por qué resultar eficiente. En el mejor de los casos provocaría inversiones excesivas.

2.3. Los caps de precios en el mercado spot o de contado

En el Reino Unido, en el Pool de Inglaterra y Gales, durante 1997 y 1998, estuvo vigente un cap de precios sobre el precio medio anual. En otros mercados, como el de California en verano de 2000, se impuso un cap sobre los precios horarios. En España, la forma en que se liquidan los costes de transición a la competencia (CTCs) constituye un cierto "cap blando" de 6 ptas/KWh¹⁰. El objetivo de los caps de precios es limitar la volatilidad de éstos en los mercados spot y, sobre todo, proteger a los consumidores de los precios elevados que puede provocar la retirada estratégica de generación para elevar artificialmente los precios. El cap de precios se apoya en la idea de que un mercado spot con picos de precios es suficiente para garantizar inversiones en generación, pero, puesto que es fácil ejercer poder de mercado en momentos en que la oferta se vuelve muy vertical, se limitan los precios como protección de los consumidores. Así, además, se reduce la volatilidad de los precios y, por tanto, el coste del riesgo a asumir por los inversores del largo plazo.

El problema de los caps o topes de precios es que impiden las reacciones de

¹⁰Según la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 modificado por el R.D. Ley 2/2001, la diferencia entre los precios efectivamente cobrados por los generadores de energía en cada año y 6 ptas/KWh, se deduce de las cantidades de Costes de Transición a la Competencia pendientes de recuperar por los generadores en años sucesivos.

la demanda, por lo que ocultan la verdadera elasticidad de la curva de demanda y, cuando se eliminan, provocan una fuerte inestabilidad. Los caps de precios, aunque disminuyen volatilidad en el corto plazo, de hecho, aumentan la incertidumbre a futuro. Son una solución que más que incentivar puede desincentivar nuevas inversiones, al aumentar la incertidumbre sobre lo que puede ocurrir en el largo plazo. Deben considerarse exclusivamente una solución de emergencia para defender a los consumidores de los elevados precios que el poder de mercado o la rigidez de oferta y demanda pueden provocar en los mercados de contado de energía eléctrica, pero no una solución estable para eliminar las incertidumbres propias de los mercados eléctricos.

3. LAS SOLUCIONES DE MERCADO

Todos estas soluciones de "intervención regulada" en el mercado mayorista de energía eléctrica pueden resultar ineficientes y, en no pocas ocasiones, tal y como se ha descrito, pueden agravar el problema de las inversiones a largo plazo en lugar de solucionarlo. Pueden dar señales equivocadas a consumidores y productores, puesto que los precios aparecen intervenidos y sujetos a incertidumbres desconocidas ajenas a los mercados. En todo caso, la incertidumbre regulatoria es difícilmente gestionable y, desde luego, sus costes no son intercambiables en los mercados de riesgo. Para transformar la incertidumbre en riesgo gestionable, la intervención pública debe ser mínima y la información debe ser compartida por todos los que participan o pueden participar en los

mercados, tanto de ajustes como de corto y largo plazo.

La ventaja de las soluciones de mercado, es que constituyen la mejor manera de conseguir unos precios, unas cantidades de energía, de riesgos y de seguridad eficientes. El problema de las inversiones a largo plazo en mercados de contado de energía eléctrica es sobre todo un problema de diseño institucional de mercados incompleto y defectuoso, y no de "fallos de mercado".

Como se ha manifestado recientemente¹¹, es posible encontrar soluciones eficientes al problema de las inversiones de largo plazo completando los mercados de contado actuales. Un mercado continuo de contratos a distinto plazo, desde un día a varios años, puede y debe dar las señales necesarias para decidir una inversión eficiente, siempre que se cumplan algunas condiciones. Estas condiciones son:

- El diseño de los mercados eléctricos debe considerar tanto mercados a plazo como mercados de contado y mercados de ajustes y regulación.
- La demanda debe tener capacidad para responder a los precios en todos estos mercados.
- La conexión entre los distintos mercados, incluyendo los mercados de ajustes, debe permitir que la oferta y la demanda se desplacen de unos mercados a otros abriendo y cerrando posiciones.

¹¹Véase, por ejemplo, Borenstein (2001) y Oren (2001)

3.1. Los mercados de contratos a plazo

Para que los precios de corto y largo plazo estén relacionados y ajusten oferta y demanda, dadas las condiciones peculiares del suministro eléctrico, es necesario que haya mercados de contratos a plazo con suficiente liquidez y profundidad. Una gama de contratos, para vencimientos que se extiendan hasta el horizonte de vida económica de las centrales de generación, hace innecesario un mercado de capacidad o una intervención regulada para garantizar el ajuste de oferta y demanda en el largo plazo. Los mercados de contratos pueden constituir un continuo en el tiempo con un horizonte que alcance hasta el periodo de maduración de inversiones. Estos mercados permitirían que posiciones abiertas en contratos con período de ejercicio largo (por ejemplo cinco años) se cierran o cubran con contratos de un período de ejercicio menor (cinco contratos, uno para cada año, sesenta de un mes, etc.) hasta llegar a los mercados de ajuste en tiempo real. Esta posibilidad de cerrar posiciones en un mercado de contratos a un cierto plazo, abriendo posiciones en aquellos contratos cuyos periodos de ejercicio sumados coinciden con el periodo total de ejercicio del anterior, es fundamental para que los distintos mercados de energía eléctrica converjan y asignen eficientemente los riesgos entre los precios de corto y largo plazo, según va variando la información sobre el futuro que tienen los agentes económicos.

Por ejemplo, en el diseño del mercado mayorista en España, el hecho de que la demanda no pueda vender en el mercado diario, provoca una

segmentación entre los mercados de contratos y el mercado diario que impide el desarrollo de aquéllos y la gestión del riesgo. Si un agente que ha comprado energía en exceso en el mercado de contratos no puede "cerrar" su posición en el mercado diario, vendiendo tal exceso, no habrá conexión entre los mercados de contratos y el mercado diario. En tal caso, los precios no tendrán por qué converger y la gestión de riesgos, de precios y de cantidad, resulta imposible.

Los mercados con distinto plazo de ejercicio que deben estar conectados, en el sentido descrito más arriba, son:

- a) Los mercados de ajuste o regulación en tiempo real. Estos mercados aproximan y equilibran oferta y demanda prácticamente en cada instante. Por razones de seguridad y fiabilidad, la reserva de capacidad preparada para entrar en funcionamiento en cada momento, a requerimiento del Operador del Sistema, debe estar por encima de la demanda real. Cualquier desvío de oferta o de demanda debe soportar el coste íntegro que infringe al funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto.
- b) Los mercados spot o de contado son mercados en los que se intercambian contratos cuyo plazo de vencimiento va desde un día antes a algunas horas antes del despacho real. Las posiciones abiertas en estos mercados se cerrarán en los mercados de ajustes o en la gestión de desvíos. A su vez, estos mercados deben servir para cerrar posiciones abiertas en los mercados de mayor plazo.
- c) Los forward y los futuros, los dobles swaps o contratos por diferencias, en general, son contratos financieros que cierran el precio de una transacción futura. Los Contratos por Diferencias o dobles swaps, cuando se combinan con ventas / compras en el Pool de la energía y su precio de referencia es, precisamente, el precio del Pool, son equivalentes a un contrato a plazo que fija el precio de una entrega futura de energía eléctrica con entrega física. Estos contratos suelen abarcar un horizonte temporal que va desde el resto de semana, al mes, un año, año y medio o dos años. Los contratos anuales deben poder cerrarse mediante contratos equivalentes con ejercicio en los meses contenidos en ese año, los meses en sus semanas y las semanas en sus días. De esta forma el precio forward anual acabará convergiendo con el precio spot de los mercados de ajuste.
- d) Los contratos de tolling. Mediante estos contratos, una empresa propietaria de una planta de generación transfiere a un tercero (toller) los resultados de la gestión de mercado a cambio de una retribución fija. El toller gestiona tanto las ventas de energía eléctrica en el mercado, como las compras de gas natural (si este fuera el combustible). Se puede considerar como un swap de largo plazo (entre cinco y diez años) y puede gestionarse (cerrándolo o cubriéndolo total o parcialmente) mediante otros swaps, contratos por diferencias, opciones, futuros, etc., de plazo inferior.

Según Krapels (2000), uno de los factores que más han contribuido al éxito del NordPool, en cuanto a liquidez de los mercados financieros a distinto plazo de ejercicio es, precisamente, la facilidad con que se diseñó en este mercado la desagregación de los bloques estacionales en períodos de cuatro semanas, estos en semanas naturales y las semanas en días. La convergencia entre los precios de contratos con unos plazos y los de contratos con plazo inferior, está garantizada cuando existe esta conexión entre mercados. Cuando esta desagregación no es posible, como ha ocurrido con los contratos de futuro de NYMEX, cuyo período de ejercicio es un mes, y no hay posibilidad de desagregarse en contratos de período de ejercicio inferior, la convergencia de precios y, por tanto, la utilidad de estos contratos como herramienta de cobertura de riesgos, se resiente y los mercados forward o de futuros pierden liquidez.

3.2. La elasticidad de la demanda

Para que los mercados de energía eléctrica funcionen correctamente es necesario que la demanda se haga más elástica de lo que lo era bajo las condiciones de monopolios regulados. La demanda reacciona cuando los precios de todos los mercados de producción se trasladan a los consumidores finales sin que existan caps o tarifas reguladas impidiendo que las señales de los mercados de producción lleguen a los consumidores. La demanda de energía eléctrica se suele considerar con escasa capacidad de reacción en el corto plazo. Así se ha comportado en el

pasado, pero no menos cierto es que nunca ha tenido necesidad de adaptarse a las señales de precios y que, por tanto, el comportamiento del pasado no sirve para predecir cómo reaccionarían los consumidores ante precios libres. Las señales de precios para la demanda, por ejemplo la distinción entre tarifas nocturnas y diurnas, han sido muy débiles en el pasado, si se comparan con los spread de precios observados en mercados liberalizados entre los precios en horas punta y horas valle. Si un consumidor que renuncie a consumir 1 kWh en una hora pico gana lo mismo que un generador que, en esa hora, aumenta su generación en el último mercado de regulación, puede que nos sorprendiera la flexibilidad de los consumidores para adaptar sus pautas de consumo a las señales de los precios.

Es cierto que cuando existe una estructura horizontal muy concentrada, eliminar las tarifas reguladas puede contribuir a una elevación de precios que sería rechazada social o políticamente. Esto tiene dos soluciones. En primer lugar, la transición de tarifas a precios puede ser gradual, como se está realizando en España, aunque sea claramente un viaje de una sola dirección. En tal caso, las tarifas deben adaptarse con rapidez a la estructura de precios y deben solucionarse los problemas de concentración horizontal, antes de que el descreme del mercado actúe en contra de las propias empresas que ejercen el poder de mercado. En segundo lugar, los mercados a plazo también constituyen una herramienta eficaz para aumentar la elasticidad de la demanda. Con demandas rígidas es relativamente

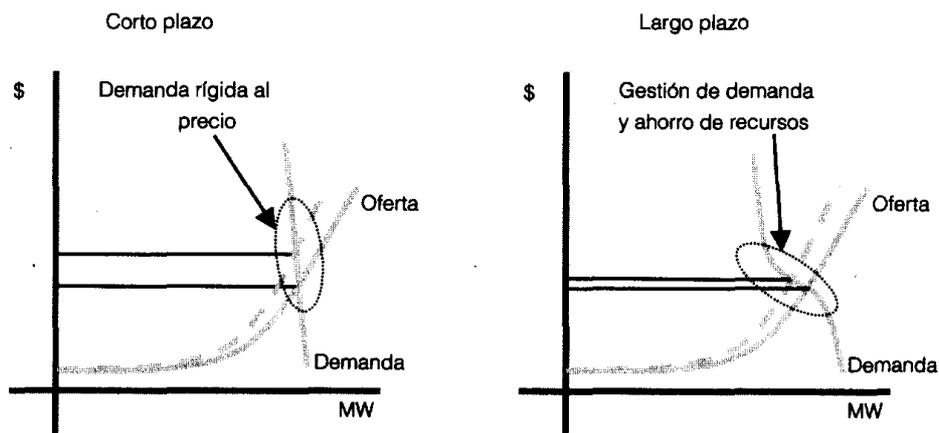
fácil ejercer poder de mercado, ya que cualquier variación en la cantidad ofertada tiene un impacto muy fuerte en precios. Con demandas elásticas, en cambio, resulta más difícil.

Conforme aumenta el plazo o período de ejercicio de los contratos, la demanda resulta más elástica, dado que los consumidores de energía tienen más tiempo para mitigar los costes de la interrupción momentánea del suministro o de desplazar consumos de unos períodos a otros e, incluso, hacer inversiones para conseguir una mayor eficiencia en el consumo de energía. Esta idea de que los mercados de contratos a plazo aportan elasticidad a la demanda es la que gráficamente expresa el Gráfico n.º 1.

La regulación de precios mediante tarifas no sólo no soluciona los problemas de poder de mercado (simplemente limita temporalmente el importe de las rentas de monopolio), sino que los puede agravar por dos razones: porque evita entradas de nuevas empresas y porque añade rigidez a la curva de demanda.

Como se acaba de señalar, una de las formas más eficaces de combatir el poder de mercado es mediante curvas de demanda elásticas capaces de reaccionar a los picos de precio. La demanda debe recibir con claridad las señales de precio. También es cierto que para que la demanda reaccione a los precios, es necesario tener un sistema de medidas que permita

Gráfico n.º 1: La demanda de energía eléctrica a largo plazo se hace más elástica que a corto plazo, por lo que la ausencia de mercados de contratos de largo plazo aumenta la rigidez de la demanda, por tanto, la volatilidad del precio y, por tanto, los costes del riesgo



conocer, prácticamente en tiempo real, las pautas de consumo y el consumo real en cada hora. Los equipos de medida por el lado de la demanda son una clave fundamental en el desarrollo e implantación de procesos de liberalización de precios. Los diseños institucionales apoyados en mercados mayoristas de contado, al ignorar la participación de la demanda, han dejado para fases posteriores la instalación de equipos de medida capaces de valorar las reacciones del consumo a los precios, incluso en el corto plazo. Esto es un error. Cuanto antes se solucionen los problemas de medición, antes llegarán los precios a la demanda y antes podrán reaccionar a las señales de los precios.

3.3. Los mercados de ajuste y los mercados a plazo

Una tercera condición para que los precios del mercado mayorista dirijan e incentiven los procesos de inversión y hagan reaccionar a la demanda es que den señales exactas de las restricciones de red por razones de seguridad de suministro y penalicen los desvíos de demanda u oferta, según quien los origine. Que los precios sean diferentes para cada zona de la red tiene importancia tanto para las inversiones a largo plazo de la oferta, como de la demanda. Los desvíos, las restricciones de transmisión e incluso las pérdidas reales por transmisión, sólo son conocidos a posteriori, después del despacho en tiempo real. Su precio, por tanto, sólo podrá incluirse en los contratos a plazo, por la vía de las liquidaciones del Operador del Sistema, a través de la experiencia

adquirida por los agentes del mercado en las liquidaciones que se deriven de los mercados de ajustes, desvíos y restricciones. Las posiciones abiertas que se arrastren de los mercados de plazo y de contado, a partir de un cierto momento (por ejemplo, horas antes del despacho real), deben liquidarse como desvíos. La correcta identificación de pérdidas y de costes generados por las restricciones técnicas y por desvíos en los mercados de ajuste, según zonas, es una aproximación a lo que se denominan precios nodales.

Los precios "nodales" incorporan al precio de la generación, el precio de la congestión, el coste de las pérdidas y el coste de los desvíos en cada punto de oferta y demanda de una red de transmisión de energía eléctrica. Los precios en cada punto o nodo de la red se forman por la intersección de la oferta y la demanda en ese nodo. En los nodos donde termina algún tramo de la red que está congestionado, hay pérdidas o algún oferente o demandante se desvía de las posiciones que arrastra de otros mercados, los precios de estos mercados se vuelven diferentes (generalmente mayores) a los precios de cierre de otros mercados. Este mayor precio pagado por la demanda de un nodo congestionado se destina, una vez cubierta la retribución de los generadores, a pagar los derechos de transmisión por el tramo congestionado, o a compensar, a otros generadores o consumidores, por las modificaciones de última hora en sus planes de producción/consumo.

La implantación práctica de precios nodales, o la individualización de ajustes

y desvíos, resulta relativamente complicada¹² ya que puede conducir a la existencia de tantos precios como nodos o puntos oferta y demanda existan en el entramado de una red. Una aproximación práctica conduce a determinar precios zonales¹³, considerando como zona un área geográfica o zona de regulación en la que se supone que no existen restricciones al flujo de energía, no hay pérdidas y los desvíos se compensan unos con otros.

La individualización de precios, por zonas, por nodos o, en el extremo, por compradores y vendedores es una cuestión vital para que las inversiones de largo plazo reciban, a través de los mercados a plazo conectados al mercado de contado y al de ajustes, las señales adecuadas de localización. Cuando se parte de sistemas regulados con tarifas uniformes para el conjunto de consumidores y retribuciones también uniformes para el conjunto de generadores, esta individualización de precios puede parecer especialmente difícil de alcanzar. Pero es la única forma de que, las demandas de seguridad se trasladen a todos los agentes del mercado y a todos los mercados, influyendo también en las decisiones de inversión de largo plazo¹⁴

¹² No obstante sus defensores argumentan que, en realidad, los precios nodales son sencillos de implantar o, al menos, no más complicados que cualquier otro sistema de precios con señales de localizador). Ver, por ejemplo, Hogan (1992).

¹³ Tanto PJM como California y NordPool determinan precios zonales cuando existen restricciones de capacidad a la transmisión de energía eléctrica de una zona a otra.

¹⁴ De hecho, estos requisitos en la operación del sistema son los que han dado lugar a la reciente reforma del diseño institucional del Pool de Inglaterra y Gales en lo que se conoce como "New Electricity Trading Arrangements" o NETA y están plasmadas en el Balance and Settlement Code, que comenzó a funcionar el 27 de Marzo de 2001.

4. CONCLUSIÓN

Estamos aún lejos de poder afirmar que los problemas de transición de la regulación de los antiguos monopolios de servicio público han sido superados en las industrias con redes comunes y, en particular, en el suministro de energía eléctrica.

Las inversiones en capacidad requieren señales de precios a largo plazo. Estas señales, sólo pueden venir de un perfeccionamiento institucional y estructural de los mercados de producción de energía eléctrica. Podrían venir también de marcos de retribuciones reguladas estables en el largo plazo, parecidos a los que teníamos en los años 80. Pero esto ya no es posible en Europa. Incluso bajo el hipotético caso de que un país decidiera una regresión completa a mecanismos de decisión centralizada, aún consiguiendo un buen modelo de regulación, el capital privado podría no abordar inversiones en capacidad. Un marco regulatorio de estas características dudo que diera señales de suficiente estabilidad a los inversores privados en el largo plazo, hoy por hoy. Mucho menos aún, las soluciones parciales de sobrepagos por garantía de potencia, o caps de precios. La menos mala de las soluciones que requieren intervención de los reguladores es la de mercados de capacidad, pero necesitaría, al menos en Europa, ser adoptado conjunta y simultáneamente por todos los países de la UE, y aún así, se percibiría también como una solución provisional.

En cualquier caso, ni los caps de precios, ni los sobrepagos o recargos al precio spot, ni los mercados de capacidad evitan recurrir a una intervención regulada que provoca asignaciones ineficientes, incertidumbre,

tanto regulatoria como de precios, y desincentiva las inversiones a largo plazo. Las soluciones de mercado, incluyendo los mercados de ajustes por parte del operador del sistema y los mercados de contratos a plazos, conseguirían asignaciones más próximas a la eficiencia, tanto en el suministro de energía, como en los derechos de transmisión, en los riesgos y en la seguridad de suministro. Los mercados y su transparencia cambian la incertidumbre por riesgo y permiten una gestión eficiente de estos últimos.

Las preguntas a responder, por tanto, no son ¿cómo retribuir la garantía de potencia? o ¿cómo incentivar regulatoriamente las inversiones a largo plazo?, sino: ¿qué es necesario para que se desarrollen estos mercados de

contratos? ¿es espontáneo este desarrollo o necesita intervención del regulador?; ¿no resulta preferible una intervención para garantizar liquidez a los mercados (tipo la que suelen realizar los bancos centrales con las subastas primarias) a una intervención directa sobre los mercados, segmentándolos, o interviniendo sus precios mediante caps o tarifas reguladas?; ¿cómo conseguir mercados con participación, con elasticidad, de la demanda? ¿cómo conectar la operación del sistema con los distintos mercados para cubrir las necesidades de seguridad requeridas? La eficiencia y seguridad de nuestro sistema eléctrico y, a través suyo, de nuestra estructura industrial, comercial y de servicios, depende de las respuestas que encontremos. Pero, lo primero, sin duda, es identificar las preguntas adecuadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BLANCO, C.Y.M.A. LASHERAS y E. MARTÍNEZ (2001):

"©Energy forward curve builder: forward price, mean reversion, jump parameters and seasonal profiles". I Workshop sobre mercados de derivados de electricidad. FC&M.

BERG, SANDFORD V. y OTROS (2001):

"Manifiesto on the California electricity crisis". Disponible en la siguiente dirección de Internet: http://haas.berkeley.edu/news/california_electricity_crisis.html

BORENSTEIN, S (2001): "The trouble with electricity markets (and some solutions)". Program on Workable Energy Regulation. PWP 081. University of California Energy Institute.

KRAPELS, E. (2000): "*Electricity trading and hedging*". Risk Executive Report. Risk Books.

GONZÁLEZ, G. y F. SOTO (2001): "Cobertura de la demanda de energía eléctrica a medio y largo plazo." *Electricidad*. Nº 6, Abril.

KNIGHT (1921): "*Risk, uncertainty and profit*". New York: Century Press.

HOGAN, B. (1992): "Contract networks for electric power transmission". *Journal of Regulatory Economics*. 4 (3).

LASHERAS, M.A. (2000): "*La regulación de los servicios públicos*". Ariel Economía.

STOFT, S. (2000): "PJM's capacity markets in a price-spike world". Program on Workable Energy Regulation. PWP 077. University of California Energy Institute.