
MODELOS DE MERCADO ELÉCTRICO. PARADIGMA COMPETITIVO Y ALTERNATIVAS DE DISEÑO

ÓSCAR ARNEDILLO

Director.
NERA Economic Consulting.

Tras la radical transformación sufrida por el sector eléctrico español hace ya casi diez años, el diseño del mercado eléctrico español ha permanecido básicamente invariado. Por ello, es razonable plantearse si el modelo actual sigue siendo adecuado o si convendría modificarlo. El actual mercado spot se centra alrededor de un mercado diario por medio del cual

resulta programada la práctica totalidad de la energía, en el cual el precio viene fijado por la última unidad de generación casada para atender la demanda, con un tope al precio del mercado fijado en 180 €/MWh y un pago «por garantía de potencia» para incentivar la construcción de centrales y preservar la seguridad del suministro.

Por otra parte, aunque se ha avanzado en la liberalización del mercado minorista, la gran mayoría de la energía sigue siendo suministrada bajo tarifas reguladas y las empresas distribuidoras siguen adquiriendo la práctica totalidad de su energía en el mercado spot, por lo que hasta el momento no se ha desarrollado un mercado a plazo líquido y fiable.

En marcado contraste con el mercado eléctrico español, otros mercados eléctricos han sufrido grandes cambios, y hemos aprendido mucho sobre qué diseños funcionan y cuáles no. Por ejemplo, en Gran Bretaña, una referencia frecuente en la liberalización del

mercado eléctrico español, se decidió hace ya algunos años abandonar el denominado Pool para pasar a un sistema (a) basado en contratos bilaterales «físicos» en lugar de «financieros», reduciéndose así de forma significativa la energía que pasa por el mercado spot, (b) donde el precio spot se determinaba de forma «bilateral», sobre la base del coste medio de las ofertas aceptadas en lugar de con criterios «marginalistas» sobre la base del coste de la oferta más cara aceptada y (c) donde la seguridad del suministro ya no se incentiva con un pago regulado sino que depende exclusivamente del precio de la energía.

Todo esto hace que no podamos dejar de plantearnos en qué medida el modelo de mercado que actualmente tenemos es un modelo obsoleto que debemos abandonar a favor de uno más «moderno», quizás como el británico. La recientemente impuesta obligación a los distribuidores para adquirir energía en contratos físicos parece de hecho llevarnos tácitamente a un mercado bilateral.

Sin embargo, por los motivos que se exponen en estas páginas, lo cierto es que el modelo de mercado que actualmente tenemos es adecuado a las circunstancias de nuestro sistema. Adoptar los diseños observados en otros países, sin tener en cuenta las circunstancias de nuestro sistema, podría dar lugar a un diseño incoherente. Solamente algunas mejoras, tales como el rediseño del «pago por garantía de potencia» son posibles de forma inmediata, siempre que se respeten algunas restricciones en su diseño. Otras mejoras, tales como incrementar el tope en el precio del mercado de forma que refleje el valor de la «energía no suministrada» con el fin de que se desarrolle la flexibilidad de la demanda, podrán acometerse a medida que se desarrolle la contratación a plazo y las distribuidoras adquieran la totalidad de su energía de forma competitiva en contratos de volumen variable.

El resto de secciones están estructuradas como sigue:

- ✓ El paradigma del modelo competitivo
- ✓ Condiciones necesarias para el buen funcionamiento del paradigma
- ✓ Impacto de alternativas de diseño sobre el funcionamiento del mercado

PARADIGMA DEL MODELO COMPETITIVO ↓

Uno de los principales problemas de cualquier discusión sobre el diseño del mercado y sobre las distorsiones asociadas con distintas opciones regulatorias es que distintos participantes en la discusión tienen ideas distintas visiones o interpretaciones sobre cómo puede funcionar un mercado competitivo correctamente diseñado. Por ello resulta útil comenzar planteando el paradigma de funcionamiento del modelo competitivo, para entender mejor después las implicaciones de distintas decisiones de diseño.

En esta sección se analiza el paradigma de modelo competitivo, explicando cómo funcionan y cómo encajan cada uno de sus componentes: El mercado spot; el mercado minorista y el mercado a plazo.

Solamente con el objetivo de facilitar la exposición, suponemos en esta explicación que el mercado spot es de tipo marginalista y que los contratos a plazo son de tipo financiero. En secciones posteriores analizamos el efecto de diseños alternativos.

El mercado spot ↓

El mercado spot se refiere al mercado por medio del cual se determina el programa de funcionamiento de las centrales. En el actual diseño del mercado eléctrico español, el mercado spot consistiría principalmente en el mercado diario y la gestión de desvíos.

En un mercado spot de tipo marginalista, el precio se fija en la intersección de las curvas de oferta y demanda. La presión competitiva lleva a los generadores a ofertar su producción al coste incremental (1) de sus centrales, mientras que los consumidores (o los comercializadores en nombre de los consumidores) presentan ofertas iguales a su valoración de la energía. De este modo los generadores maximizan sus beneficios y los consumidores, su bienestar.

Si las ofertas de adquisición no especifican precio, se consideran presentadas con un precio igual al valor estimado por el regulador para la «energía no suministrada» (2),(3). Por tanto, el precio del mercado puede ser superior al coste de la última oferta de generación aceptada para atender la demanda, pudiendo alcanzar el valor estimado por el regulador para la energía no suministrada cuando la demanda excede la capacidad disponible.

En las horas en las cuales el precio de las ofertas de adquisición fija el precio spot, estos suben por encima de los costes marginales de una central de punta y estas centrales recuperan sus costes de inversión. Estas puntas de precios permiten también al resto de generadores recuperar parte de sus costes de inversión (la otra parte la recuperan cuando centrales con costes marginales superiores a los suyos fijan el precio del mercado).

Es fácil demostrar que con este esquema de mercado mayorista, los agentes tienen incentivos a construir exactamente el mismo mix de generación que el que construiría un planificador central cuyo objetivo fuera maximizar el bienestar social minimizando el coste del suministro.

Para determinar el mix óptimo de generación, un planificador central (4) básicamente comparará los costes totales de funcionamiento de cada tecnología y determinará cual es la tecnología más económica dependiendo del número de horas de funcionamiento que prevea.

Además de considerar las tecnologías disponibles, el planificador considerará el perjuicio ocasionado en caso de que se interrumpa a un consumidor, para valorar la posibilidad de que sea preferible interrumpir a un consumidor que no construir una central que funcione unas pocas horas. Si suponemos que un valor para la energía no suministrada de 5.000 €/MWh y que la anualidad de una central de punta es de 50.000 €/MW/año, el planificador no construirá centrales adicionales cuando espere que éstas vayan a funcionar menos de 10 horas al año. En efecto, si construyera tales centrales estaría despilfarrando recursos y reduciendo el bienestar social.

Tras determinar a partir de qué número de horas de funcionamiento es preferible construir uno u otro tipo

de central (incluyendo la energía no suministrada como un tipo de central sin coste fijo pero con un coste variable de 5.000 €/MWh), analizará la curva monótona de demanda y determinará el nivel de demanda a partir del cual se excede cada uno de esos umbrales de horas. De este modo, determina el mix de generación óptimo.

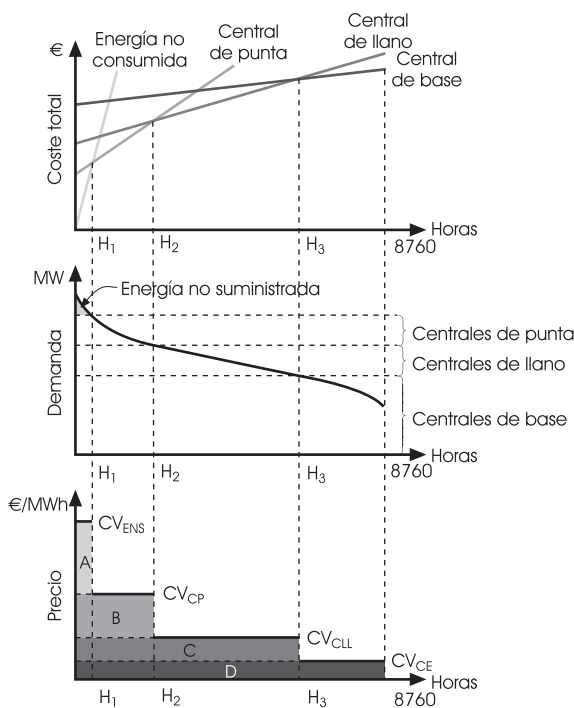
El proceso de decisión del planificador central se resume en el gráfico 1. El tercio superior de dicho gráfico muestra la comparación de los costes totales de funcionamiento de cada tecnología según las horas de funcionamiento. Por ejemplo, el planificador determinará que es preferible construir centrales de base cuando el número de horas de funcionamiento previsto sea superior a H_3 , mientras que será preferible dejar que haya energía no suministrada si el número de horas de funcionamiento previsto es inferior a H_1 .

El tercio medio de dicho gráfico muestra cómo partiendo del número de horas a partir del cual cada tecnología es la más económica, y combinando esta información con la curva monótona de carga, el planificador decide entonces el mix óptimo de cada tecnología, así como el volumen de energía que es óptimo no suministrar.

Supongamos ahora que el sistema, planificado por el planificador central para que sea coherente con la maximización del bienestar social, es liberalizado. Al competir los generadores entre ellos para maximizar sus beneficios, presentan ofertas iguales a sus costes variables, y el precio del mercado spot lo fija la última oferta de generación o el valor de la energía no suministrada. Los generadores obtienen un margen de explotación en cada hora igual a la diferencia entre sus propios costes variables y el precio del mercado spot.

Como se muestra en el tercio inferior del gráfico 1, el precio del mercado lo fijaría entonces durante H_1 horas el valor de la energía no suministrada. Durante esas horas, las centrales de punta obtienen el margen señalado como el área A, el cual puede demostrarse es igual a la anualidad de la inversión (5) de dichas centrales de punta. Entre las horas H_1 y H_2 , el precio del mercado lo fijaría el coste variable de las centrales de punta, y las centrales de llano (*mid-merit*) obtendrían un margen igual a la suma de las áreas A y B, el cual puede demostrarse es igual a la anualidad de la inversión de dichas centrales de llano. De hecho, un simple ejercicio aritmético (6) permite comprobar que todas y cada una de las centrales recuperan exactamente su coste de inversión. Cabe resaltar que para recuperar sus costes todos los generadores deben poder vender su energía al precio de la energía no suministrada y obtener el margen correspondiente al área A, y que de otro modo sus incentivos a invertir estarían distorsionados.

GRÁFICO 1
LA DECISIÓN DE INVERSIÓN DEL PLANIFICADOR CENTRAL Y LA RECUPERACIÓN DE COSTES EN UN MERCADO COMPETITIVO



FUENTE:
Elaboración propia.

Pero no solamente el sistema es coherente con la recuperación de costes cuando el sistema se encuentra en equilibrio, sino que puede demostrarse que el sistema siempre tiende al equilibrio si, por cualquier motivo, se encuentra fuera de él. Evidentemente, estos ajustes hacia el equilibrio pueden tardar años en completarse, si la demanda crece poco o si el mix de generación está muy desequilibrado por cualquier motivo. Sin embargo, el precio seguirá siendo la señal correcta a la inversión, en el sentido de que induce a los agentes tomar las mismas decisiones que las que hubiera tomado un planificador centralizado cuyo único objetivo fuera tomar decisiones coherentes con la maximización del bienestar social.(7)

Finalmente, es evidente que los cambios en las circunstancias y en el equilibrio del mercado producen transferencias de rentas entre los distintos agentes. Sin embargo, estas transferencias son esenciales para el buen funcionamiento del mercado. En efecto, si los agentes pueden incrementar sus márgenes anticipando y adelantándose a las circunstancias, tendrán entonces incentivos a tomar las decisiones correctas, y contribuirán a incrementar la seguridad de

suministro y minimizar el coste de suministro, en beneficio de los consumidores.

El mercado minorista ↓

Como en la mayoría de mercados, los consumidores finales de electricidad rara vez acuden directamente al mercado mayorista eléctrico, sino que celebran contratos de suministro con comercializadores en el mercado minorista. Así, los comercializadores presentarán ofertas de compra de energía en el mercado spot para cubrir el consumo de sus clientes. (8) Las ofertas que presenten los comercializadores reflejarán los compromisos de suministro derivados de los contratos minoristas. Más concretamente, como se explica a continuación, dependerá de las cláusulas de flexibilidad contenidas en dichos contratos y de las compensaciones que el comercializador se comprometa a pagar al consumidor en caso de interrupción de suministro. (9)

Consideremos, en primer lugar, la situación de un consumidor de demanda inflexible que hubiera firmado un contrato minorista de suministro firme con un comercializador. De forma natural, estos contratos de suministro en firme (con «garantía total de suministro», por así llamarlo) tenderán a incluir una cláusula de compensación en caso de que el consumidor resulte interrumpido. El motivo por el cual surgirán estas cláusulas de compensación es que aunque el contrato sea para en firme, el suministro del consumidor puede resultar interrumpido si se produce un déficit de generación en un momento dado y el operador del sistema da instrucciones de interrumpir forzosa-mente un determinado volumen de consumo.

Para entender porqué tenderá a existir una cláusula de compensación en caso de interrupciones, basta con considerar lo que ocurre cuando se interrumpe el suministro de un consumidor para el cual sin embargo su comercializador había adquirido energía en el mercado mayorista. En esa situación, el comercializador se encontrará con que incurre en un desvío por el monto de energía que adquirió para ese cliente y que éste no pudo consumir. El comercializador se encontrará entonces con unos ingresos por desvíos iguales a la cantidad de energía interrumpida a su cliente multiplicado por el precio asignado a la energía no suministrada. Curiosamente, el comercializador se estaría beneficiando del hecho de que se hubiera interrumpido el suministro a sus clientes, a pesar del perjuicio ocasionado a estos.

El normal desarrollo del mercado (10) llevará a que los contratos de suministro a clientes con consumo inflexible incluyan cláusulas de compensación en caso de interrupción. Dichas compensaciones pueden ser libremente pactadas entre el comercializador y el cliente (sin exceder el precio tope del mercado) o

pueden referirse, por defecto, al valor de la energía no suministrada que se utilice como tope del precio del mercado mayorista.

El funcionamiento del mercado spot descrito en el apartado anterior, con 10 horas de energía no suministrada al año como media, describe una situación en la cual todos los consumidores son de consumo inflexible y sus comercializadores deben abonarles una compensación igual al valor de la energía no suministrada. En este caso, los consumidores tienen todos la misma valoración de la energía y las interrupciones se aplican a los consumidores de forma aleatoria porque da igual a qué consumidor concreto se interrumpa. Los consumidores interrumpidos reciben una compensación que les resarce del perjuicio ocasionado por la interrupción, por lo cual, desde una perspectiva económica, son indiferentes entre haber recibido el suministro en firme o haber sido interrumpidos.

Consideremos ahora qué ocurre si un comercializador firma un contrato de suministro en el cual el valor de la compensación es inferior al tope del precio del mercado. Este contrato minorista estará indicando que el perjuicio ocasionado al cliente si es interrumpido es igual al valor de la compensación acordada. Dicho de otro modo, estará indicando que su cliente prefiere reducir su consumo (o que el comercializador se lo reduzca, controlando remotamente determinados equipos) si con ello evita pagar un precio superior al valor de la compensación. Dado que cuanto mayor sea la compensación mayor será el coste del contrato para el cliente, éste tiene incentivos a declarar al comercializador su valoración real de la energía.

Si el cliente acepta un nivel de compensación inferior al valor tope del mercado, el comercializador presentará ofertas de compra en el mercado mayorista con un precio igual a dicho nivel de compensación. De este modo, si el precio del mercado mayorista es superior al nivel de la compensación, el comercializador no adquirirá la energía y se lo comunicará al cliente para que reduzca su consumo. Si el cliente no reduce su consumo, el comercializador se enfrentará a un cargo por desvío al precio de los desvíos y repercutirá dicho coste al consumidor, por incumplimiento de su compromiso de reducción del consumo.

Por otra parte, el cargo por desvíos fluirá a los consumidores que habían contratado un suministro en firme, y les compensan por el perjuicio causado. De este modo, en el paradigma descrito, la seguridad de suministro no es un bien público cuyo nivel es definido por el regulador, sino un bien privado que cada consumidor puede contratar al nivel que desee.

Ser flexible puede suponer grandes ahorros para los consumidores en el coste de su suministro. Por ejemplo, si efectivamente el precio del mercado sube

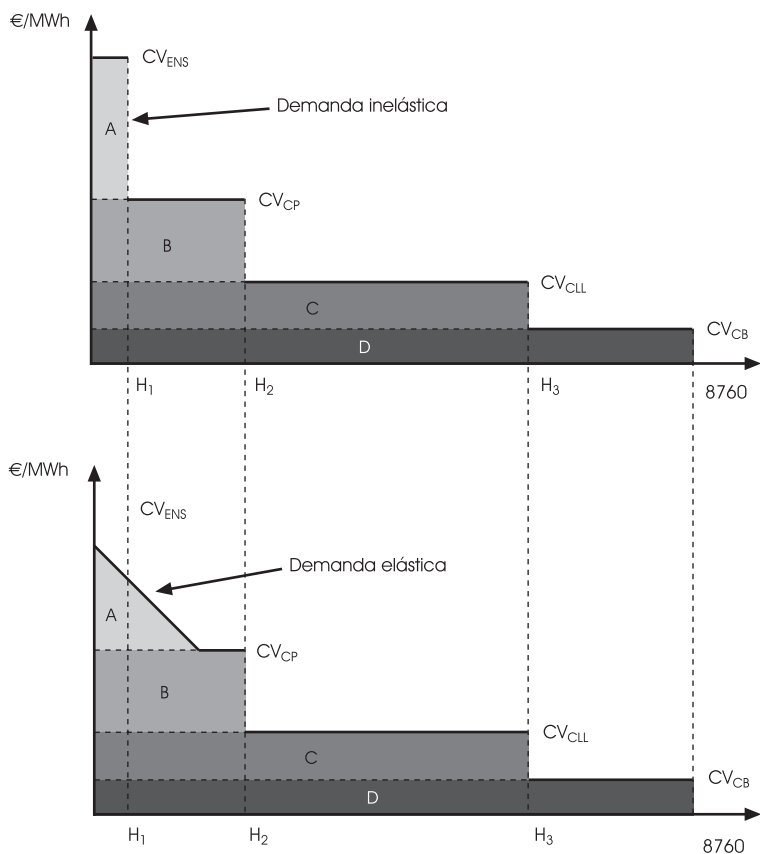


GRÁFICO 2
PERFIL DE PRECIOS SPOT CUANDO LA DEMANDA ES INELÁSTICA Y CUANDO ES ELÁSTICA

FUENTE:
 Elaboración propia.

hasta los 5000 €/MWh durante 10 horas al año, los comercializadores podrían ofrecer descuentos de hasta un 20% a sus consumidores a cambio de que estos limiten su consumo esas 10 horas. Sería extraño que no hubiera consumidores dispuestos a reducir su consumo una media de 10 horas al año a cambio de una reducción del coste total de su suministro anual de energía de hasta un 20%.

De este modo la demanda que aparece en el mercado se vuelve más elástica, y cuando el margen de reserva se estrecha las ofertas de compra empezarán a fijar el precio del mercado, por encima del coste variable de una central de punta pero sin que se produzcan interrupciones en el suministro, sino simplemente reducciones voluntarias en el consumo. Si hay un número suficiente de consumidores que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una compensación menor que el valor de la energía no suministrada definida por el regulador, se reduce la volatilidad del precio spot y en lugar de tener 10 horas al año con precios de 5000 €/MWh, habrá más horas en las cuales la demanda fije el precio del mercado spot pero con precios inferiores al valor de la energía no suministrada.

El impacto de la flexibilidad de la demanda sobre el perfil de precios del mercado spot se muestra en el

gráfico 2, suponiendo que hay una variedad de consumidores dispuestos a reducir su consumo a distintos precios. La mitad superior del gráfico muestra el perfil de precios cuando la demanda es inelástica, mientras que la mitad inferior muestra el perfil de precios cuando la demanda es elástica. El equilibrio se vuelve a alcanzar cuando el margen por encima de los costes variables de la central de punta vuelve a ser igual a la anualidad de la central de punta.

El mercado a plazo ↓

No obstante lo anterior, el precio horario del mercado spot solamente será abonado por aquellos agentes cuyo consumo no esté cubierto por contratos a plazo (en un mercado competitivo desarrollado, solamente estará expuestos aquellos que opten por estarlo).

Por una parte, los comercializadores querrán cubrirse ante posibles fluctuaciones en el precio spot y de las obligaciones derivadas de sus contratos con consumidores finales. Por otra parte, los generadores, que se encuentran vendiendo en el mercado spot, querrán cubrirse ante las fluctuaciones en el precio spot. Dado que la exposición de los comercializadores y generadores ante el precio spot será de signo opuesto, existe entonces una cobertura natural de los riesgos de unos y otros.

Sin embargo, cabe señalar que la naturaleza de los contratos que desearán firmar unos y otros será sustancialmente distinta. En efecto, los contratos minoristas firmados por comercializadores con sus clientes serán generalmente contratos de volumen variable donde el volumen de consumo cubierto por el contrato es simplemente el consumo que realice el cliente (*full requirements*). Sin embargo, los generadores no pueden proporcionar cualquier volumen de producción, ya que tienen limitaciones de capacidad, y solamente estarán dispuestos a ofrecer contratos de volumen predefinido como los forward o contratos de opciones.

Esta discrepancia entre los tipos de contratos que quieren firmar los comercializadores y los generadores puede ser un serio inconveniente para los comercializadores con una base de consumidores poco diversificada. Sin embargo, no es un problema para los comercializadores con una base de consumidores diversificada. En efecto, a nivel del sistema existe una elevada correlación entre el nivel de demanda y el precio spot y cuanto mayor sea la demanda mayor será el precio spot.

Por ello, aunque el comercializador querría contratos cuyo volumen fuera mayor cuanto mayor sea la demanda, firmar contratos de opción será equivalente a firmar contratos de volumen variable, ya que cuanto mayor sea la demanda, mayor será el precio, y mayor será el volumen de energía cubierto por contratos de opción. Por lo tanto, si la base de clientes del comercializador es diversificada, firmar contratos de opción permite al comercializador una cobertura de riesgos similar a la que tendría si firmara contratos de volumen variable.

Los contratos de opción permiten a los generadores cubrirse también del riesgo de que la demanda sea baja y su central no resulte despachada. Por ello, los generadores estarán dispuestos a ofrecer contratos de opción, donde la cuota de la opción (*option fee*) les asegure la recuperación de los costes fijos de su central, mientras que el precio umbral (*strike price*) les asegure la recuperación de sus costes variables (11). De este modo, un generador podrá construir centrales de punta si tener que asumir el riesgo de que no se produzcan puntas en el precio spot, porque el generador obtendrá un margen igual a la cuota de la opción con independencia de los precios que resulten en el mercado spot.

Evidentemente, dado que los generadores de punta pueden, como cualquier otro, fallar cuando tienen un compromiso de suministro, buscarán cubrir sus riesgos firmando contratos con otros generadores. Estos contratos se denominan «opciones de doble gatillo» (*double trigger options*) ya que para que el comprador la pueda ejercer es preciso que se den dos circunstancias: que la central del comprador no esté

disponible y que el precio del mercado se encuentre por encima del precio umbral al cual la central del comprador hubiera estado normalmente funcionando. De este modo, se diversifica también el riesgo de indisponibilidad de una central de punta.

De este modo, en el paradigma de mercado eléctrico competitivo los agentes reciben las señales correctas para la inversión sin que ningún agente quede expuesto a riesgos significativos que no puede cubrir.

CONDICIONES NECESARIAS PARA EL BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MODELO ↓

Para que el mercado funcione adecuadamente, de forma coherente con la maximización del bienestar social y se asegure el nivel de suministro deseado por los consumidores a mínimo precio, es preciso que se adopte un diseño eficiente y coherente de mercado, pero es también esencial que el regulador deje que el mercado funcione.

Dejar que el mercado funcione no quiere decir que el regulador no deba vigilar que el comportamiento de los agentes sea competitivo, pero sí que el regulador debe evitar la tentación de controlar los ingresos de los generadores simplemente porque el precio del mercado sea alto. Si el regulador interviene simplemente porque el precio es alto, distorsionará las señales de precio que reciben los generadores, y se distorsionarán sus decisiones de inversión, lo cual reducirá la seguridad de suministro y resultará en ineficiencias, incrementándose los precios que tendrán que abonar los consumidores en años venideros.

Bajo el supuesto de que el regulador deja que el mercado funcione, los principales aspectos de diseño que deben cumplirse para el adecuado funcionamiento del mercado, de acuerdo con el paradigma arriba descrito, incluyen los siguientes: El precio del mercado spot debe reflejar el valor real de la energía; no deben existir restricciones significativas en la red de transporte; todos los generadores deben estar expuestos al precio del mercado spot; el mercado minorista debe estar totalmente liberalizado, y los equipos de medida deben tener intervalos de lectura de minutos.

Como se explica a continuación, ninguno de estos atributos se da actualmente en el mercado eléctrico español.

El precio del mercado spot debe reflejar el valor real de la energía ↓

En la actualidad, el precio del mercado spot español se fija igual al precio de la última oferta de generación aceptada para atender la demanda, mientras

CUADRO 1
POTENCIA Y DEMANDA EN LAS ZONAS EXCEDENTARIA (E) Y DEFICITARIA (D)

	(MW)	Zona E	Zona D	Total sistema
(1)	Potencia instalada	20.000	25.000	45.000
(2)	Capacidad de importación	1.000	1.000	0
(3) = (1) + (2)	Potencia más importación	21.000	26.000	45.000
(4)	Demanda real	10.000	30.000	40.000
(5) = (3) - (4)	Déficit/Exceso de potencia	11.000	-4.000	5.000

FUENTE: Elaboración propia.

que en el paradigma del mercado spot el precio se fija en el cruce de las curvas de oferta y demanda, pudiendo dicho precio ser fijado por la última oferta de adquisición aceptada. Esta característica del modelo español impide el desarrollo de la elasticidad de la demanda y reduce la seguridad del suministro.

A modo de ejemplo, consideremos que la última oferta de generación aceptada es igual a 100 €/MWh, y que la capacidad de generación es insuficiente para atender la demanda, por lo que hay un consumidor cuya demanda no puede ser suministrada. Supongamos asimismo que hay un consumidor flexible que valora su energía a 500 €/MWh, muy por debajo de los 5.000 €/MWh estimados para el valor de la energía no suministrada en ese mercado.

En esta circunstancia, es evidente que la solución óptima es que el consumidor flexible reduzca su consumo, ya que ello solamente le ocasiona un perjuicio de 500 €/MWh. Sin embargo, si el precio del mercado spot lo fija siempre la oferta de la última unidad de generación aceptada, el precio spot se situará en 100 €/MWh, y el consumidor flexible preferirá no revelar que estaría dispuesto a reducir su consumo a un precio de 500 €/MWh. El resultado será que el operador del sistema deberá decidir interrumpir aleatoriamente a algún consumidor, y si el consumidor finalmente interrumpido es uno inflexible, se le ocasionará un perjuicio valorado en 5.000 €/MWh. Así, se producirá una reducción innecesaria en el bienestar social por valor de 4.500 €/MWh (la diferencia entre la valoración de la electricidad por consumidor flexible y por el inflexible).

Por el lado de los generadores, el hecho que el precio del mercado no pueda exceder del coste de la última central quiere decir que los generadores necesitan de una fuente de ingresos adicionales (e igual a la anualidad de una central de punta), ya que no tendrán perspectivas de recuperar sus costes de inversión. Asimismo, si el precio del mercado pudiera reflejar el valor de la escasez, los generadores tendrían fuertes incentivos a estar disponibles en esas horas, incluso forzando sus equipos para suministrar más energía. Finalmente, si el precio del mercado está por debajo del valor real de la energía, los generadores no tendrán los incentivos correctos para estar dispo-

nibles y generar, con lo que se reducirá la seguridad del suministro.

Por ello, para que el mercado funcione como se indica en el paradigma, será preciso que el precio de las ofertas de demanda pueda fijar el precio del mercado, pero también que no exista un tope al precio del mercado inferior al valor de la energía no suministrada.

No deben existir restricciones significativas en la red de transporte ↓

Para que los generadores reciban las señales de precios adecuadas para la toma de sus decisiones de inversión, y la demanda pueda responder adecuadamente ante las señales de precios, es necesario que el precio de la energía refleje su valor en cada lugar. Esto no ocurre si existe un precio nacional uniforme junto con restricciones significativas en la red de transporte.

Si existen restricciones en la red de transporte pero el precio del mercado se determina ignorando las restricciones, se producirán fallos de suministro en las zonas con déficit de generación, pero el precio del mercado no subirá para reflejar la escasez porque a nivel nacional (ignorando las restricciones) habrá potencia disponible, por lo que los generadores no tendrán incentivos a invertir.

Para ilustrar el problema, supongamos un sistema eléctrico en el cual se prevé que en el futuro haya una zona excedentaria (E) y una deficitaria (D), con la potencia instalada, demanda y capacidad de interconexión entre ellas indicadas en el cuadro 1.

Si el precio del mercado se determina como un precio nacional uniforme, ignorando las restricciones en la red de transporte, no se apreciará problema alguno, ya que existirá una potencia instalada total, de 45.000 MW, suficiente para atender la demanda total, de 40.000 MW. Sin embargo, la suma de la producción local más las importaciones en la zona deficitaria solamente alcanzará un nivel de 26.000 MW, el cual es insuficiente para atender la demanda de 30.000 MW prevista en la zona. En esta situación, los generadores no tendrán incentivos a invertir, a pesar de la previsión de que la potencia vaya a ser insuficiente en la zona deficitaria para atender la demanda.

Previsiblemente, en esta situación el resultado será que el regulador se verá obligado a intervenir, promoviendo mediante contratos o pagos específicos la construcción de 4.000 MW de capacidad de generación en la zona deficitaria.

Sin embargo, aunque con esa intervención del regulador se resuelve el problema puntual de déficit local, se desincentiva la construcción de centrales por generadores independientes, ya que al promover la construcción de centrales adicionales, el regulador deprime el precio del mercado en el sistema, que pasa a tener un exceso de capacidad de 9.000 MW. Asimismo, a medida que crezca la demanda en la zona deficitaria, el regulador se verá obligado a intervenir constantemente para promover la construcción de centrales que cubran el incremento en la demanda en la zona deficitaria.

Por lo tanto, si existen restricciones en la red de transporte pero el precio del mercado se determina como un precio nacional uniforme ignorando las restricciones en la red de transporte, el modelo que emergerá será uno en el cual el regulador determinará permanentemente las centrales a construir. Por ello, antes de poder adoptar un modelo como el del paradigma, es preciso primero adoptar un sistema de precios nodales o eliminar las restricciones que existan en la red de transporte (12).

Todos los generadores deben estar expuestos al precio del mercado spot ↓

Al describir el mercado a plazo, se ha explicado cómo los generadores y los comercializadores tenían incentivos a firmar contratos, porque ambos estaban expuestos al precio del mercado spot, con exposiciones opuestas.

Sin embargo, en el sistema eléctrico español no todos los generadores están expuestos al precio del mercado spot, ya que determinados generadores del Régimen Especial cobran tarifas fijas por su energía (13). Claramente, los generadores no expuestos al precio del mercado spot no tienen incentivos para firmar contratos con comercializadores, ya que hacerlo no reducirían su exposición al precio del mercado spot sino que la incrementarían. Por ello, se produce un desequilibrio entre la oferta y la demanda de contratos.

En el caso de que los generadores del Régimen Especial dejaran de estar mayoritariamente expuestos al precio del mercado spot, aproximadamente un 30% de la demanda no podría acceder a firmar contratos con generadores, ya que los generadores del Régimen Especial no querrán firmar tales contratos. Así, ese 30% de la demanda deberá cubrirse mediante contratos con especuladores dispuestos a asu-

mir el riesgo de exposición al precio spot a cambio de una prima de riesgo. Esto resultaría en un incremento en el precio de los contratos de los generadores y reduciría la presión competitiva en la actividad de comercialización, todo ello en perjuicio de los consumidores.

Esto no quiere decir que los generadores del Régimen Especial no deban recibir primas, sino que dichas primas no deberían depender del precio spot realmente observado, sino que deberían ser primas fijas o primas calculadas con referencia al precio forward en mercados organizados (o cualquier otra referencia de precio de contratos a plazo).

Mercado minorista liberalizado ↓

Para que el paradigma del mercado funcione adecuadamente, es preciso que exista un mercado minorista liberalizado en su práctica totalidad. Como ya se ha expuesto, la actividad de comercialización de la electricidad no es una actividad marginal que aporte valor solamente en la medida que vaya acompañado de servicios de valor añadido, sino que es una piedra angular necesaria para desarrollar la elasticidad de la demanda y trasladar a los generadores las preferencias de los consumidores. De este modo se asegura que el nivel de seguridad de suministro en el sistema sea el que realmente desean y valoran los consumidores.

Asimismo, el suministro a los consumidores que permanezcan bajo tarifas reguladas se debería cubrir mediante contratos de volumen variable (14). Esto es así con el fin de evitar la posibilidad de que una empresa distribuidora se encuentre con que la demanda que debe suministrar se incrementa por encima de lo esperado justo cuando existe escasez de capacidad de generación y el precio del mercado del mercado se sitúa en niveles de miles de euros.

Este problema es especialmente grave en el caso de las distribuidoras (comparado con el caso de las comercializadoras) ya que al tratarse de los suministradores de último recurso no se les permite limitar su oferta y rechazar clientes para limitar su demanda. Además, si se produce una situación de escasez y precios elevados, puede haber comercializadores que desaparezcan del mercado y cuyos consumidores pasen automáticamente a ser suministrados por los distribuidores. Así, las distribuidoras se encontrarán con que tendrán que asumir un incremento en el volumen suministrado bajo tarifas de último recurso justo cuando hay escasez y el precio spot es elevado.

Por ello, para proteger a las distribuidoras (o, más bien, al sistema de liquidaciones y futuros consumidores), y para trasladar a los consumidores en las tarifas de último recurso el coste que realmente ocasiona su consumo, los distribuidores deben tener el 100% de

su demanda cubierta por contratos de volumen variable. Mediante la compra competitiva de estos contratos, los distribuidores podrán estar protegidos ante las fluctuaciones del precio spot y se evitará deprimir artificialmente la salida de consumidores al mercado liberalizado.

Los equipos de medida deben tener intervalos de lectura de minutos ↓

En la actualidad, se está acometiendo la sustitución en España de los equipos de lectura existentes por equipos con lectura horaria. Sin embargo, estos equipos de lectura son incoherentes con el paradigma de mercado competitivo, al menos en el caso de los consumidores más grandes (15). En efecto, para el correcto funcionamiento del paradigma, los contadores de los consumidores deben medir su consumo en intervalos de tiempo mucho más pequeños, coherentes con los plazos en los cuales el operador del sistema toma las decisiones de operación del sistema (especialmente en el caso de interrupciones).

De otro modo, se podrían dar la circunstancia que se estuviera interrumpiendo a determinados consumidores de forma forzada durante 15 minutos, ocasionándoles un coste de 5.000 €/MWh durante ese tiempo, pero que el resto de la hora la central de generación más cara tuviera un coste de 100 €/MWh. Si los contadores son horarios, los consumidores vería un precio de 1.325 €/MWh como precio medio de la hora (16). Así, habría consumidores que hubieran estado dispuestos a reducir voluntariamente su consumo a 2.000, 3.000 ó 4.000 €/MWh, evitándose así tener que interrumpir a consumidores de forma indiscriminada, pero que no lo habrían hecho porque el precio spot que observarían en esa hora sería solamente de 1.325 €/MWh. Esto implica que los contadores de los consumidores flexibles no pueden ser simplemente horarios, sino que deben medir el consumo en intervalos mucho más cortos (p.ej., con intervalos de 5 minutos).

Por otra parte, para aprovechar realmente la elasticidad de la demanda, será también preciso que existan mecanismos de control remoto de los equipos de los consumidores flexibles pero menos sofisticados. En efecto, de poco sirve que los equipos de medida lean con intervalos muy detallados y que existan precios igualmente detallados si los consumidores no tienen la capacidad (o no les merece la pena) estar constantemente pendientes del precio spot de la electricidad. Por ello, la única forma de desarrollar esa flexibilidad es que los consumidores flexibles sometan al control de sus comercializadores el control de determinados equipos cuyo consumo puede ser limitado sin perjudicar al consumidor. Por ejemplo, como parte de su acuerdo de suministro y a cambio de un descuento sobre su factura (porque al comercializador le costará menos suministrarle la energía)

un consumidor puede dejar que su comercializador limite el consumo de sus equipos de aire acondicionado, frigoríficos, calefacción eléctrica, etc., de modo que en caso de puntas de precio el comercializador reduzca el consumo de esos equipos (17) y evite tener que pagar esos precios.

Sin embargo, la renovación de los equipos de lectura de los consumidores en el sistema eléctrico español requiere la instalación de equipos de lectura con intervalos horarios (no de minutos). Claramente, el hecho de que no se exija la renovación con equipos de lectura con intervalos de lectura de minutos no quiere decir que los comercializadores no puedan instalar tales equipos en las instalaciones de sus clientes. Sin embargo, exigir la renovación del parque de equipos de lectura con equipos que posiblemente sean inadecuados para el buen funcionamiento del paradigma de mercado liberalizado puede acabar suponiendo un obstáculo a la adopción de un modelo de mercado más eficiente.

ALTERNATIVAS DE DISEÑO ↓

La descripción del paradigma de mercado se ha realizado suponiendo que el mercado mayorista spot es marginalista y los contratos a plazo son financieros. Existen otras alternativas de diseño que son frecuentemente objeto de debate y cuyas implicaciones analizamos a continuación. Estas son: Casación bilateral o marginalista, contratos físicos o financieros, incentivos para la seguridad de suministro.

Casación bilateral o marginalista ↓

La descripción del paradigma de mercado spot competitivo se ha centrado en un modelo marginalista, en el cual todas las transacciones casadas se liquidan al precio de la oferta más cara aceptada. Sin embargo, este diseño de mercado ha sido objeto de frecuentes críticas, principalmente porque puede parecer un despropósito pagar a todos los vendedores el precio de la oferta más cara habiendo generadores dispuestos a vender su energía a un precio más bajo. Sin embargo, dichas críticas no solamente son infundadas, sino que en realidad el uso de un esquema de casación bilateral en el mercado spot tenderá a resultar en ineficiencias y mayores precios, por los motivos que se exponen a continuación (18). El primer elemento a tener en cuenta, es que la estrategia de oferta de los generadores (y de los compradores) depende de la forma en la cual se realiza la casación en el mercado, por lo que no se puede simplemente suponer que los agente presentarán en un mercado bilateral las mismas ofertas que las que presentan en un mercado marginalista.

En un mercado marginalista competitivo los agentes presentan ofertas iguales a sus propios costes variables

de funcionamiento, ya que de ese modo resultan casadas cuando el precio del mercado es superior a su coste y no resultan casadas cuando el precio es inferior a su coste. De este modo, los agentes maximizan sus beneficios en un mercado marginalista y recuperan sus costes de inversión por la diferencia entre sus costes variables y el precio que reciben. Además, como ya se ha explicado, el margen que los agentes obtendrán tenderá a ser igual a los costes de inversión acometidos, por lo que dichos márgenes no representan un beneficio inmerecido, sino simplemente la recuperación de sus costes de inversión.

Por el contrario, en un mercado bilateral competitivo los agentes no ofertan sus propios costes variables de funcionamiento, ya que estarían dejando pasar la oportunidad de vender su producción al precio de la oferta más cara aceptada en la casación. Por ello, en un mercado bilateral competitivo los agentes que esperen ser inframarginales presentan ofertas basadas en el precio de la oferta más cara que esperen resulte aceptada. De hecho, ofertar sus propios costes de funcionamiento no solamente sería irracional, sino también insostenible, ya entonces dichos generadores nunca podrían obtener ningún margen en sus ventas con el cual recuperar sus costes de inversión. En condiciones de competencia e información perfecta, ambos esquemas darán lugar a exactamente los mismos ingresos para los generadores y costes para los consumidores. Bajo el esquema marginalista, el precio que obtendrán los generadores será igual al coste variable de la central más cara necesaria para atender la demanda, mientras que en el esquema bilateral, todos los generadores presentarán una oferta igual al coste variable de la central más cara necesaria para atender la demanda y obtendrán ingresos iguales a esa oferta.

La primera diferencia entre uno y otro esquema proviene del hecho que los generadores no operan en condiciones de información perfecta, y en un mercado bilateral cometerán errores al estimar el precio de la oferta más cara que resultará aceptada. Algunos generadores con costes bajos se quedarán fuera del programa de funcionamiento, y entrarán otros con costes más altos. La ineficiencia resultante implica no solamente una distorsión en el despacho, sino también en las perspectivas de recuperación de los costes de inversión, con lo que también se distorsionarán las decisiones de inversión a favor de las centrales con costes variables más altos. El resultado de una casación bilateral será un mix de generación y un programa de funcionamiento ineficientes, y precios más altos para los consumidores.

Los mercados marginalistas son también ocasionalmente criticados porque resultan en precios más volátiles, mientras que los mercados bilaterales tienden a resultar en precios más estables. A este respecto, es importante primero asegurarse de que se está consi-

derando el mismo horizonte, ya que la mayor parte de los mercados bilaterales son mercados a plazo, mientras que la mayor parte de los mercados marginalistas son mercados spot. Incluso con un mercado spot marginalista, los comercializadores pueden cubrirse ante los riesgos de las fluctuaciones del precio spot firmando contratos financieros, por lo que la volatilidad del precio spot apenas tiene un efecto, excepto en la medida que los agentes hayan optado por no firmar contratos.

En un mercado spot bilateral, el precio tenderá también a ser más estable porque los agentes deben prever el precio de la oferta más cara, y no serán capaces de anticipar la volatilidad del coste de la electricidad. Por ello, el que en un mercado spot bilateral el precio sea más estable no es una señal de robustez del diseño, sino de funcionamiento ineficiente. En especial, la incapacidad de los agentes de predecir con precisión en qué momentos se producirá escasez en el suministro hace que sus ingresos en esos momentos sean menores al valor de la energía no suministrada, debilitándose así las señales a la inversión. De hecho, este ha sido precisamente el motivo por el cual el operador del sistema y el regulador del mercado británico han promovido y aprobado volver a adoptar un esquema de casación básicamente marginalista para su mercado spot.

Otro motivo por el cual el esquema marginalista ha sido denostado es la creencia de que los mercados marginalistas son más propensos a sufrir abusos de poder de mercado. Principalmente se considera que en un mercado marginalista resulta relativamente fácil para los generadores dominantes disciplinar a los generadores que rehúsen coludir, ya que incrementando la cantidad de oferta a precio cero se deprime el precio del mercado, castigándoles.

Sin embargo, tal riesgo de abuso de poder de mercado en un mercado marginalista se ve mitigado por varios factores. En primer lugar, porque en la medida que los agentes hayan suscrito contratos no se verán afectados por lo que ocurra con el precio spot. En segundo lugar, porque cualquier desviación de la estrategia competitiva (ofertas iguales a los costes variables de las centrales) para disciplinar a los generadores que se desvíen del equilibrio colusivo será fácilmente detectable por el regulador. Por ello, mientras las autoridades realicen un seguimiento de la competencia en el mercado, un generador dominante realmente no puede disciplinar a los generadores que rehúsen coludir en un mercado marginalista.

De hecho, un mercado spot con casación bilateral es más proclive al abuso de poder de mercado que uno con casación marginalista. En efecto, como ya se ha explicado, en un mercado marginalista el re-

gulator puede identificar fácilmente cuando y qué generador se ha desviado del comportamiento competitivo, simplemente observando si sus ofertas se corresponden con su coste variable de funcionamiento. Sin embargo, en un mercado spot bilateral las ofertas de los generadores dependen de sus expectativas sobre el precio del mercado en cada sesión (19). Si un generador abusa de su poder de mercado en un sistema con casación bilateral spot, todos los generadores (incluso los pequeños) incrementarán el precio de sus ofertas porque observarán que se incrementa el precio esperado, y el regulador no podrá detectar qué generador concreto se ha desviado del comportamiento competitivo y causado el incremento en los precios. Por ello, a igualdad de condiciones (sobre la concentración, el volumen de contratos a plazo, etc.), el riesgo de abuso de poder de mercado es mayor en mercados bilaterales que en mercados marginalistas.

Una última consideración relevante es que mientras que en un mercado marginalista la estrategia óptima de los generadores depende única y exclusivamente de sus propios costes, en un mercado bilateral, la estrategia óptima de los generadores depende también de una multitud de otras variables (el nivel de demanda, la producción de otros generadores, las previsiones del resto de generadores, etc.). Por ello, el sistema bilateral tiende a ser relativamente desfavorable para los generadores de menor tamaño que, por ello, tienen menos información o capacidad para gestionarla. El resultado será una mayor tendencia a la concentración en modelos con casación bilateral.

Por lo tanto, un diseño de mercado spot basado en transacciones bilaterales tenderá a resultar en precios más altos que un mercado marginalista, tanto porque se trata de un diseño más propenso a que se produzcan abusos de poder de mercado como porque el despacho resultante tenderá a ser más ineficiente.

Contratos físicos o financieros ↓

En la discusión del paradigma de mercado se ha supuesto que los contratos eran de tipo «financiero». Los contratos financieros son contratos que no afectan a la programación de las centrales (los agentes siguen teniendo que presentar sus ofertas de compra o venta al mercado spot como si no hubieran firmado dichos contratos) y que son liquidados entre las partes por diferencias con respecto al precio del mercado spot. En contraposición, los contratos «físicos» son comunicados por los agentes al operador del sistema ya que determinan la programación de las centrales afectadas (los agentes dejan de tener que presentar ofertas de compra o venta) y son liquidados entre las partes al precio del especificado en el contrato.

En una primera aproximación, puede parecer que un contrato físico implica una mayor seguridad que un contrato financiero, ya que el primero está asociado a una central concreta y el segundo no. Sin embargo, esta apariencia es engañosa. En efecto, tanto el generador como el consumidor pueden desviarse del programa especificado en el contrato físico mediante compras o ventas en el mercado spot. Por ejemplo, un generador que haya firmado un contrato físico podrá presentar una oferta de compra en el mercado spot igual a su coste variable (suponiendo que el mercado spot es marginalista), de modo que si el precio spot es inferior a su propio coste (porque la central más cara necesaria para atender la demanda tiene un coste inferior al de la central contratada), su oferta de adquisición resultará aceptada y su obligación de suministro será atendida por otra central.

El hecho que los agentes con contratos físicos puedan ajustar sus programas en el mercado spot (como así lo harán si ello les permite incrementar sus beneficios) implica que el despacho será exactamente el mismo que si los agentes hubieran firmado un contrato financiero, siempre que los agentes se comporten de forma competitiva. Así, los contratos físicos no aportan ni más ni menos seguridad que los financieros, a pesar de que los físicos están asociados a una central existente y los financieros no.

En el mismo sentido, aunque el procedimiento de liquidación sea distinto, el resultado de las liquidaciones de los contratos físicos y financieros es idéntico, aunque el procedimiento de liquidación sea distinto. Por ejemplo, un generador que hubiera vendido un contrato físico ingresará el precio del contrato (PC), pero al presentar una oferta de compra en el mercado spot reflejando su propio coste variable deberá además abonar el precio del mercado spot (PS) si dicho precio cae por debajo de dicho coste.

Por el contrario, un generador que hubiera vendido un contrato financiero ingresará del consumidor o pagará al consumidor la diferencia entre el precio del contrato y el precio spot (PC-PS), pero al presentar una oferta de venta en el mercado spot reflejando su propio coste variable ingresará el precio del mercado spot si el precio del mercado spot se sitúa por encima de su propio coste variable. El cuadro 2 muestra la equivalencia de las liquidaciones de contratos físicos y financieros desde la perspectiva de un generador.

Por lo tanto, no existen diferencias entre un contrato físico y uno financiero ni en el despacho de las centrales ni en el resultado financiero. Las únicas diferencias son la forma de liquidación y la forma en la cual las centrales resultan programadas.

Con respecto a la forma de liquidación, con un contrato físico tanto la liquidación de los pagos y las ga-

rantías se realizan directamente entre el vendedor y el comprador de acuerdo con lo especificado en el contrato. Con un contrato financiero, existe una liquidación de las garantías y de los pagos por las diferencias entre el precio spot y el del contrato y de acuerdo con lo especificado en el contrato, pero además los agentes deben afrontar y gestionar las garantías y liquidaciones asociadas con la participación en el mercado spot. Los agentes podrán preferir los contratos físicos o los financieros según lo onerosos que resulten los esquemas de pagos y garantías establecidas por el operador del mercado spot.

Por otra parte, un generador dominante que haya firmado contratos físicos puede no presentar ofertas de compra en el mercado spot a pesar de que el precio spot puede caer por debajo de sus propios costes variables si con ello reduce la presión competitiva (20). En efecto al no presentar ofertas de compra, un generador dominante verticalmente integrado puede cerrar el mercado a resto de generadores (21). Además, mediante la firma de contratos bilaterales físicos los generadores dominantes pueden evitar presentar ofertas en el mercado spot, y con ello evitar el seguimiento y control de su comportamiento (sus ofertas) por parte del regulador.

Por lo tanto, si el comportamiento de los agentes es competitivo, los contratos físicos y financieros tendrán los mismos resultados, tanto en términos de despacho como en términos de los ingresos de los generadores y costes para los consumidores. Las únicas diferencias provendrían de la posibilidad de que el operador del mercado establezca un esquema de liquidaciones y garantías excesivamente oneroso. Sin embargo, si el comportamiento de los agentes no es competitivo, los contratos físicos y financieros darán resultados diferentes, ya que con los contratos físicos los generadores podrán excluir a competidores del mercado, y los comportamientos abusivos serán difíciles de detectar y perseguir. Por ello, mientras existan preocupaciones por la posibilidad de que exista poder de mercado, los intereses de los consumidores estarán mejor protegidos si los contratos son de tipo financiero que si son físicos (asegurando, al mismo tiempo, que el esquema de liquidaciones y garantías para la participación en el mercado spot no sea innecesariamente oneroso).

Seguridad de suministro

Como ya se ha señalado, existen diversas circunstancias por las cuales el actual modelo de mercado español necesita que exista una remuneración a la capacidad de generación adicional a los pagos por energía que los generadores obtienen del mercado spot. Dicho esquema de remuneración debe cumplir una serie de requisitos para su correcto funcionamiento.

CUADRO 2
EQUIVALENCIA DE LAS LIQUIDACIONES
DE CONTRATOS FÍSICOS Y FINANCIEROS
DESDE LA PERSPECTIVA DE UN GENERADOR

Generador	Contrato físico	Contrato financiero
Si PS es inferior al CV		
Liquidación del contrato	+PC	+PC-PS
Liquidación del mercado spto	-PS	0
TOTAL	-PC-PS	+PC-PS
Si CV es inferior al PS		
Liquidación del contrato	+PC	+PC-PS
Liquidación del mercado spot	0	+PS
TOTAL	+PC	+PC

FUENTE: Elaboración propia.

En primer lugar, y aunque pueda parecer evidente, el esquema debe aportar ingresos adicionales a los generadores. En efecto, solamente si aporta ingresos adicionales se incrementará la inversión y se logrará incrementar la seguridad de suministro. Para calcular el impacto sobre los incentivos de los generadores, los ingresos considerados deben ser netos del valor esperado de las penalizaciones adicionales que se decida imponer sobre los generadores que reciban dichos ingresos. En efecto, si el valor de los pagos se ve minorado por cuantiosas penalizaciones, no se reforzará la señal a la inversión y, de hecho, podría llegar a reducirse.

Del mismo modo, si para percibir los ingresos por potencia el generador debe incurrir en costes adicionales (p.ej. porque se le exige estar disponible para poder recibir tales ingresos), esos costes reducirán los incentivos de los generadores a construir nueva capacidad de generación. Cualquier obligación o penalización adicional que vaya asociada al pago por potencia requerirá incrementar dicho pago a los generadores por un monto equivalente, incremento que deberá ser abonado por los consumidores. Por ello, solamente deberían imponerse obligaciones o penalizaciones cuyo valor para los consumidores sea mayor que su coste.

El esquema debe ser tal que aporte mayores ingresos a los generadores cuanto menor sea el margen de reserva. Aunque pueda parecer «injusto» pagar más por la capacidad cuanto menor sea la seguridad del suministro, no incrementar (o incluso reducir, como en ocasiones se ha propuesto) el pago cuando el margen se estrecha tendrá el efecto de reducir la seguridad de suministro. Por ello, es preciso que el pago que recibe cada generador esté inversamente relacionado con el nivel del margen de reserva y, preferiblemente, que dicha relación sea significativa. Por ejemplo, bajo el esquema actual basado en el reparto de una «bolsa», si el margen de reserva cae del 15% al 5% el pago que recibe cada generador se incrementa solamente en un 10%

(de aproximadamente 20.000 €/MW/año a 22.000 €/MW/año), lo cual no supone un refuerzo significativo en la señal de inversión.

El esquema no debe distorsionar los incentivos de los agentes en respuesta al precio spot. Por ejemplo, puede parecer lógico imponer a los generadores que reciban un ingreso adicional por su capacidad una penalización por no estar disponibles justo cuando los precios son altos. Sin embargo, si el precio del mercado refleja el valor de la electricidad, dicho precio ya dará incentivos adecuados a los generadores para estar disponibles. Imponer penalizaciones en caso de que el generador no esté disponible en horas de demanda punta quiere decir que para el generador el no estar disponible supone no solamente perder la oportunidad de obtener un margen por venta de energía (la señal correcta) sino además afrontar una penalización.

De este modo, el generador se comportará como si el valor de la electricidad no fuera simplemente el precio del mercado sino dicho precio incrementado por el valor de la penalización. Si el precio de la energía puede reflejar su valor, no tiene sentido distorsionar los incentivos de los generadores con penalizaciones adicionales. Además, cabe señalar que se incrementaría el precio del mercado spot, en perjuicio de los consumidores, ya que el coste de oportunidad de las centrales hidroeléctricas, que determina el precio de sus ofertas, se incrementaría y resultaría un despacho ineficiente.

El esquema no debe discriminar entre centrales, en el sentido de establecer una remuneración adicional solamente a un subgrupo de centrales sobre la base de que esas centrales son las que darán la seguridad de suministro. Si el regulador promueve la construcción de nuevas centrales estará deprimiendo el precio del mercado spot, y reduciendo los ingresos del resto de generadores, con lo que reducirá los incentivos a la inversión. Este tipo de esquema es especialmente problemático porque mientras se aplique nadie más tendrá incentivos a construir centrales, lo que equivale a una re-regulación encubierta del mercado.

El esquema tampoco debe discriminar entre las distintas tecnologías, excepto en la medida que su capacidad para producir en las horas de demanda punta esté limitada. Como ya se ha explicado, en el paradigma del mercado todos los generadores ingresan el mismo precio, y ello les da incentivos a construir un mix de generación que coincide con el que escogería un planificador central que buscara maximizar la eficiencia y el bienestar social. La existencia de un pago adicional a la potencia incentivaría la entrada de capacidad de generación adicional, y deprimiría el precio del mercado spot en la punta del sistema que reciben todos los generadores.

Por lo tanto, discriminar por tecnologías en el pago a la potencia distorsionaría las señales de inversión, y con ello el mix de generación resultante ya no coincidiría con el que hubiera escogido el planificador central. El resultado será un mix ineficiente, lo cual redundará en mayores costes para los consumidores.

Tampoco sería deseable discriminar entre tecnologías «agotadas» y tecnologías «no agotadas»(22) por varios motivos. En primer lugar, porque ninguna tecnología está realmente agotada, en el sentido de que los inversores pueden realizar extensiones de vida, o incrementar la potencia de las centrales, y dichas decisiones pueden verse distorsionadas si se les discrimina en la remuneración de la potencia. En segundo lugar, porque si se adopta este criterio, los potenciales inversores considerarán la probabilidad de que la tecnología que escojan pase a ser una tecnología considerada como «agotada» en algún momento de la vida útil de la central (los próximos 20-30 años), por lo que se desincentivaría la inversión, incrementándose el coste y reduciéndose la seguridad de suministro.

Muy especialmente, el esquema no puede incluir penalizaciones a los generadores en caso de que haya energía no suministrada, aunque hayan estado disponibles y produciendo. Aunque pueda parecer «justo» penalizar a los generadores si no hay seguridad de suministro, dicha penalización no solamente estaría injustificada sino que en realidad reduciría la seguridad de suministro. La penalización estaría injustificada porque la falta de suministro no sería imputable a los generadores que han estado disponibles y han producido, sino posiblemente a los que no han entrado en el sistema (y que, por lo tanto, no pueden ser penalizados).

Por otra parte, la penalización reduciría la seguridad de suministro porque los generadores a punto de dar de alta sus centrales en el sistema preferirán retrasar dicha alta si anticipan problemas en el suministro, para así evitar exponerse a penalizaciones que pueden exceder sus ingresos por potencia, en lugar de, como sería deseable, acelerar su entrada para optar a obtener elevados márgenes si el precio spot acaba siendo elevado.

Asimismo, el esquema no puede incluir la obligación de devolver la diferencia entre el precio spot y un precio definido como umbral, como si el pago por potencia fuera parte de un contrato de opción. En efecto, si se estableciera dicha obligación de devolución, el generador se encontraría con que sus ingresos estarían desligados del precio spot cuando éste excediera el precio umbral. Por ello, los generadores no estarán dispuestos a firmar contratos forward con los comercializadores, ya que hacer eso les supondría situarse en una posición compradora si el precio spot excede el umbral, con los riesgos que ello conlleva.

ría. Los generadores estarían dispuestos solamente a vender contratos con obligación de entrega hasta un precio máximo (p.ej. mediante *collars*), y los comercializadores tendrían que asumir el riesgo de que el precio spot exceda el umbral. Podría parecer que los comercializadores estarían cubiertos ante el riesgo de que el precio spot excediera el precio umbral en la medida que las devoluciones que efectuaran los generadores servirían para reducir las tarifas del periodo siguiente. Sin embargo, si el mercado minorista es competitivo, los comercializadores trasladarán a sus clientes las reducciones que se produzcan en las tarifas, y el comercializador no podrá compensar sus pérdidas del periodo anterior. Por ello, esta propuesta solamente funciona si existe y se mantiene un mercado minorista no competitivo en el cual el regulador no persiga los abusos.

Por otra parte, de entre los esquemas viables, deberá seleccionarse aquel con los costes de gestión y transacción más bajos. Por ejemplo, un esquema basado en tickets de capacidad es equivalente, en la remuneración que reciben los generadores, a un esquema en el cual existe un pago regulado. Esto es así porque el valor del ticket oscila entre cero si el margen de reserva excede al objetivo y el valor de la multa si el margen es inferior al objetivo, sin que exista un bien subyacente que determine el precio de los tickets con independencia de la multa. Resulta evidente que, en esta situación, los pagos que recibirán los generadores serán los mismos que si se hubiera establecido un pago administrativo igual a cero si el margen excede al objetivo y un valor igual al de la multa si el margen es inferior al objetivo. Este esquema de pago administrativo por potencia tendría la ventaja de que supondría menores costes de gestión, ya que no sería necesario incurrir en gastos de negociación de los tickets, que solamente benefician a los traders, en perjuicio de los consumidores.

Finalmente, el esquema debe ser transparente y no debe estar expuesto a riesgo regulatorio, lo cual significa que los cálculos que se vayan a realizar para ajustar el nivel de pagos deben estar perfectamente definidos y delimitados, sin margen de discrecionalidad, y cualquier modificación en el esquema deberá anunciarse con varios años de preaviso. En este contexto, el actual pago por potencia parece representar un buen punto de partida, necesitando simplemente que:

- La metodología de determinación del nivel del pago se especifique de forma completa y transparente, con el compromiso de no modificar la metodología sin un preaviso de, por ejemplo, tres años.
- El nivel del pago varíe de forma significativa con el margen de reserva existente, y pueda alcanzar un nivel coherente con la estimación más alta del valor de la anualidad de una central de punta.

- El derecho de cobro no esté ligado a la disponibilidad de la central, sino simplemente a su permanencia en el sistema, con comprobaciones puntuales de su capacidad de generación por parte del operador del sistema.

- El pago por los consumidores en concepto de potencia esté ligado a la probabilidad de que cada hora sea la hora de mayor producción térmica en el sistema.

CONCLUSIONES ↓

En el paradigma de mercado competitivo los generadores compiten en un mercado spot para vender su energía, y los comercializadores compiten por descubrir las preferencias de los consumidores, las cuales trasladan a los generadores por medio de los contratos que firmen y de sus ofertas de adquisición en el mercado spot. La presión competitiva asegura que el suministro se produce a mínimo coste y que la seguridad de suministro es aquella que realmente desean los consumidores.

En este modelo, el precio del mercado spot puede reflejar el valor de la energía en cada momento, incentivando a los consumidores a revelar su flexibilidad para así obtener los descuentos que ponen en valor esa flexibilidad. De este modo, la seguridad de suministro se alcanza no solamente a través de las señales de inversión que reciben los generadores, sino también a través del desarrollo natural de la elasticidad de la demanda. Así, en el paradigma, el desarrollo de la elasticidad de la demanda puede llegar a hacer que no haya nunca interrupciones en el suministro, sino simplemente reducciones voluntarias en el consumo que serían recompensadas.

El hecho de que el precio del mercado spot pueda reflejar el valor de la energía en cada momento también hace que los consumidores flexibles que no cumplan con sus compromisos de reducción de consumo deban abonar un precio por esos desvíos que reflejan realmente el perjuicio causado a los consumidores interrumpidos. Ese precio de desvíos fluye a los consumidores que habían contratado un suministro en firme, y les compensan por el perjuicio causado. De este modo, en el paradigma descrito, la seguridad de suministro no es un bien público cuyo nivel es definido por el regulador, sino un bien privado que cada consumidor puede contratar al nivel que desee.

Sin embargo, en la actualidad no es realista plantear en España la adopción inmediata del paradigma, sino que es preciso mantener un modelo transitorio mientras las imperfecciones identificadas son resueltas. Dicho modelo transitorio se caracteriza por mantener un esquema que proporcione ingresos adicionales a la capacidad de generación (ya sea mediante un pago administrativo a la potencia u otro mecanismo)

para permitir a los generadores tener perspectivas razonables de recuperación de sus costes de inversión, mientras el precio del mercado no pueda reflejar el valor real de la energía. Con independencia del diseño propuesto, dicho pago por potencia debe evitar crear distorsiones en el funcionamiento del mercado.

Asimismo, este modelo transitorio deberá evolucionar, acometiendo los cambios siguientes:

- Permitir que el precio de las ofertas de adquisición en el mercado spot fijen el precio del mercado spot en el cruce de las curvas de oferta y demanda.
- Dar incentivos al operador del sistema o al gestor de la red de transporte para eliminar las restricciones en las redes de transporte.
- Exponer a los nuevos generadores del Régimen Especial al precio del mercado spot, estableciendo primas fijas o ligadas a los precios de los mercados a plazo.
- Eliminar las tarifas integrales, y fijar las tarifas de último recurso de modo que reflejen los costes asociados con su suministro.
- Cubrir el 100% del suministro de último recurso con contratos a plazo de volumen variable, con agentes vendedores seleccionados mediante un proceso competitivo.
- Incrementar el tope del mercado spot desde los actuales 180 €/MWh hasta el valor estimado del perjuicio que para los consumidores suponen las interrupciones en el suministro (esto es, hasta el valor de la «energía no suministrada»).

Finalmente, es preciso que el regulador evite la tentación de intervenir para controlar los ingresos de los generadores o de los comercializadores. Tales intervenciones distorsionan los incentivos de los agentes, en perjuicio de la eficiencia y de los consumidores. Solamente con un diseño de mercado eficiente y al cual se le permite funcionar sin trabas se podrá conseguir un suministro de mínimo coste en condiciones de calidad y seguridad acordes con las preferencias de los consumidores.

NOTAS ↓

- (1) En propiedad, la referencia competitiva no son los «costes incrementales» sino los «costes de oportunidad» de generación. Los términos «costes incrementales», «costes marginales», «costes variables» y «costes de oportunidad» se utilizan indistintamente en el presente documento.
- (2) Aunque utilizamos los términos «energía no suministrada» y «valor de la energía no suministrada», es importante aclarar que en un sistema bien diseñado (ya sea planificado o liberalizado) no existe la «energía no suministrada», sino «energía

que el consumidor no desea», ya que su suministro cuesta más que lo que lo valora el consumidor. Igualmente, el «valor de la energía no suministrada» no se refiere realmente al valor de una energía que no ha sido suministrada, sino la valoración del perjuicio que le ocasiona al consumidor el hecho de no recibir suministro en un momento dado (el cual depende de una diversidad de factores).

- (3) Con frecuencia, la valoración de la «energía no suministrada» se sitúa en valores de 5.000 ó 10.000 €/MWh. Estos valores pueden parecer muy altos en comparación con el coste habitual del suministro. Sin embargo, reflejan valoraciones del perjuicio probablemente conservadoras. Por ejemplo, ¿qué monto compensaría a un consumidor doméstico por el perjuicio que le supone resultar interrumpido durante 6 minutos cuando su consumo se sitúa en 2 kW? Una compensación por esa interrupción de 1 € (que muchos probablemente considerarían inadecuada), supone una valoración de la energía no suministrada de 5.000 €/MWh.
- (4) Realmente el planificador central utilizará diversos modelos de optimización sofisticados para determinar el mix óptimo, el momento óptimo de entrada, etc. La explicación presentada es una representación simplificada del proceso.
- (5) Más concretamente, a la suma de la anualidad de la inversión y de los costes fijos de operación y mantenimiento.
- (6) El ejercicio es simple, pero algo extenso, por lo que no lo desarrollamos en estas páginas.
- (7) Algunos lectores pueden preguntarse qué sentido tiene liberalizar el mercado si en un mercado liberalizado los agentes tomarían las mismas decisiones que un planificador central. Sin embargo, existen diferencias significativas entre las que se encuentra el hecho que si el planificador centralizado se equivoca en sus decisiones de inversión, esos sobrecostes simplemente se trasladan a los consumidores finales en las tarifas, por lo que no existe un fuerte incentivo para la buena toma de decisiones, mientras que si un generador competitivo se equivoca, debe asumir las consecuencias de sus errores, lo cual probablemente le dé fuertes incentivos a sopesar cuidadosamente los riesgos y las oportunidades.
- (8) El caso en el cual el consumidor adquiere su energía directamente en el mercado mayorista se puede considerar que el consumidor actúa como su propio comercializador.
- (9) Denominamos «interrupción» la que se produce de forma forzosa. Denominamos «reducción de consumo» aquella a la cual el consumidor accede voluntariamente.
- (10) Por «el normal desarrollo del mercado» me refiero al hecho de que los clientes son aversos al riesgo y que, por ello, en cualquier negociación estarán dispuestos a pagar más que el valor esperado de dicho riesgo para evitarlo. En este caso, a esto se suma el hecho que el comercializador no debe asumir riesgos para dar esa cobertura. Finalmente, en un mercado los riesgos acaban siendo asumidos por aquel agente que mejor puede gestionarlos, lo cual en este caso significa el comercializador.
- (11) Esta configuración de los contratos de opción resulta adecuada para una central sin restricciones de rampas o arranques y paradas. Si la central tiene restricciones de rampas o de arranques y paradas, la estrategia óptima de cobertura mediante contratos será diferente.
- (12) Otra posibilidad sería adoptar un esquema de precios zonales, pero tal propuesta puede no ser políticamente viable.
- (13) En la actualidad, la mayoría de los generadores del Régimen Especial están en el mercado, por lo que el problema descrito es posiblemente de poca magnitud. Sin embargo, se acaba de aprobar un nuevo Real Decreto de energías renovables y cogeneración que en algunos casos desligará la remuneración de dichos generadores del precio del mercado spot, ya

- que las primas recibidas no serían fijas sino que dependerían del precio observado en el mercado spot, por lo que el problema descrito podría agravarse.
- (14) Esta propuesta puede parecer incongruente con el comentario anterior de que los generadores no querrán firmar contratos de volumen variable. Sin embargo, aunque es cierto que los generadores preferirán firmar forwards y opciones, el principal motivo por el cual los generadores no querrán firmar contratos de volumen variable con comercializadores competitivos es que una vez firmados estos contratos los comercializadores tendrían incentivos a buscar preferentemente consumidores cuyo consumo estuviera concentrado en las horas punta. Sin embargo, este problema no se plantea en el caso del suministro de último recurso, ya que las distribuidoras no ejercen una labor de captación de clientes ni obtienen beneficios por la diferencia entre el coste del suministro y la tarifa que aplican.
- (15) Instalar un contador sofisticado puede no estar justificado si el coste de instalación del contador es menor que el ahorro que se espera conseguir porque el consumidor responda a las señales de precios. De hecho, incluso la sustitución de los contadores actuales por contadores horarios no se justifica en el caso de los consumidores más pequeños.
- (16) El precio medio de la hora se calcula en este caso como $(5000 \text{ €/MWh} \times 0,25) + (100 \text{ €/MWh} \times 0,75) = 1325 \text{ €/MWh}$
- (17) Por ejemplo, incrementando la temperatura del termostato del aire acondicionado un par de grados durante un breve plazo de tiempo.
- (18) La cuestión que se discute se refiere única y exclusivamente al mercado spot. En los mercados a plazo los agentes presentarán ofertas referidas al precio esperado de casación (el cual representa su coste de oportunidad en los mercados a plazo) y no a sus propios costes variables de producción, con independencia de si se trata de un mercado con casación marginalista o bilateral.
- (19) De hecho, los agentes no presentarán ofertas iguales a su expectativa sobre la oferta de venta más cara aceptada, sino ofertas iguales a su expectativa sobre la oferta de venta más cara aceptada *si su propia oferta es aceptada*, lo cual complica la comparación y evaluación de las ofertas por parte del regulador.
- (20) No obstante, es preciso señalar que el hecho de que un generador no presente ofertas para la compra de energía cubierta en sus contratos físicos no es evidencia de abuso, ya que puede decidir no hacerlo para evitar incurrir en los costes (asociados no solamente con la preparación y presentación de las ofertas, sino también con las garantías y liquidaciones que exijan los procedimientos del operador del mercado) que supone la participación en el mercado spot.
- (21) En un mercado marginalista, los agentes dominantes también pueden excluir a otros generadores del mercado de producción mediante la presentación de ofertas de venta a precio cero. Sin embargo, en un mercado marginalista esta estrategia sería fácilmente detectable y perseguible por el regulador, por lo que no se trata de una estrategia factible.
- (22) En este contexto, una tecnología «agotada» es aquella en la cual ya no es previsible que inviertan los generadores. Este argumento podría ser aplicable a las grandes centrales hidroeléctricas, las centrales nucleares o, también, las centrales más contaminantes.