

LA ELECTRICIDAD: MERCADO, INVERSIONES Y GARANTÍA DE SUMINISTRO

NATALIA FABRA

Universidad Carlos III de Madrid y CEPR.

La no almacenabilidad de la electricidad, su elevada estacionalidad y la acusada inelasticidad de su consumo exigen el mantenimiento de una capacidad instalada superior a la potencia demandada en punta que, además, debe contemplar la cobertura de una determinada probabilidad de fallo fortuito de las centrales y de las redes, así como

la probabilidad de bajas aportaciones hidráulicas y eólicas.

La aparición de un déficit de capacidad, que provocaría una reducción en la calidad del suministro y un aumento en la probabilidad de colapso del sistema, generaría costes inaceptables en cualquier país desarrollado. De igual modo, un sobredimensionamiento excesivo del parque de generación sería ineficiente, porque tendría un elevado coste en términos de rentas hundidas, además de afectar a las horas de funcionamiento de las centrales ya instaladas y con ello a su rentabilidad. Por estas razones, el mantenimiento de márgenes de reservas adecuados —ni deficitarios ni excesivos— es una cuestión fundamental para el funcionamiento eficiente de los mercados de generación de electricidad.

No obstante, la experiencia reciente ha puesto de manifiesto que éste ha sido uno de los puntos más débiles de las regulaciones vigentes. La falta de su-

ministro que se produjo en California en el verano de 2000, y el consiguiente incremento de precios (cuyos efectos, entre otros factores, provocaron la supresión del mercado), marcó el primer hito que despertó las alarmas. Diferentes problemas relacionados con el abastecimiento, y de gravedad no despreciable, también se han producido en el noroeste de EE.UU y en sistemas eléctricos adyacentes al nuestro, como en Italia, Suecia, Alemania o Francia.

También España ha estado cerca de niveles de fiabilidad incompatibles con un suministro fiable. Los últimos años de la década de los noventa se caracterizan por una relativa abstención inversora en nuevas centrales que estrechó alarmantemente los márgenes de cobertura del sistema. Los primeros problemas reales de suministro se hacen evidentes durante el invierno de 2001-2002: los índices de cobertura caen por debajo de niveles adecuados de garantía, se recurre a la utilización intensiva de centrales de mayor

coste variable y a la interrumpibilidad, se produce una fuerte subida de precios, y aparecen desequilibrios entre oferta y demanda que, por primera vez en España, ponen en cuestión la capacidad del mercado para gestionar de forma eficiente el binomio inversiones-garantía de suministro (1). La preocupación fundada de que la estabilidad del sistema estaba en peligro respaldó la exigencia de las autoridades reguladoras para que se cumplieran los planes de inversión anunciados por las empresas. Así, en 2002, se acoplaron 2.800 MW de nueva potencia que, junto a la elevada hidráulicidad, contribuyeron a cubrir las puntas de demanda registradas a finales de 2002 y principios de 2003.

Siguiendo la tendencia en otros países de nuestro entorno, a partir de 2003 se invierte el ciclo inversor en España. Desde entonces, se han instalado más de 16.000 MW de nueva potencia, un 65% de los cuales corresponde a centrales de ciclo combinado y el 35% restante a unidades del régimen especial, principalmente eólicas. En esta situación podríamos estar, incluso, ante un sobredimensionamiento excesivo, manifestación, en cualquier caso, del comportamiento cíclico de la inversión.

Desde Red Eléctrica se descarta que en 2007 vaya a haber problemas de suministro —salvo incidentes inesperados— por la mayor capacidad de generación, las mayores reservas de agua en los embalses y la mejora de la red de transporte. Para los próximos años, la previsión de la CNE —bajo la hipótesis de cumplimiento de los plazos de las inversiones iniciadas— es que la cobertura de la demanda sea adecuada bajo circunstancias normales de explotación. Sin embargo nada garantiza que en el próximo medio plazo la probabilidad de concurrencia de factores inconvenientes para la cobertura de la demanda, tales como hidraulicidades de año seco, crecimiento elevado de la demanda, retrasos en la incorporación de la potencia prevista, y elevadas tasas de indisponibilidad del parque de generación, puedan provocar una caída del índice de cobertura por debajo de los valores que aseguran un suministro fiable.

Así es que, no obstante la holgura de la reserva actual, las elevadas tasas de crecimiento de la demanda de electricidad en España, los cambios en las pautas de consumo doméstico —que están provocando el apuntamiento de la curva de carga y una mayor estacionalidad—, el menor peso de la energía hidráulica para hacer frente a las puntas de demanda unido al mayor peso de las energías no gestionables (principalmente, eólica), y el todavía escaso grado de interconexión de la península con otras redes, hacen que sigan siendo necesarias, en cualquier caso, altas tasas de incorporación de nuevas centrales al parque de generación español.

El debate en torno al mercado, a las inversiones y a la garantía de suministro toma en estos momentos una relevancia particular en España. El Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), tras remitir a los agentes y sujetos del mercado un documento de consulta pública, acaba de publicar una propuesta de diseño y aplicación de un nuevo mecanismo de garantía de suministro de energía eléctrica para el MIBEL, recientemente aprobado por el Consejo de la CNE (CNE, 2007) que implica —como implicaría cualquier reforma que afecte a la denominada «garantía de potencia»— una nada despreciable reforma regulatoria.

En este contexto de cambio regulatorio surgen una serie de cuestiones centrales: ¿Es el mercado el mecanismo adecuado para incentivar la instalación de la capacidad óptima? ¿Cómo afecta la naturaleza de 'bien público' de la fiabilidad del suministro a los incentivos a la inversión? ¿Existen medidas regulatorias alternativas o complementarias al mercado que pudieran contribuir de forma más eficaz a la consecución de los niveles óptimos de capacidad, evitando tanto el riesgo de la falta de suministro y el consiguiente encarecimiento de la electricidad como el sobre-coste de una inversión innecesaria?

Éstas y otras cuestiones son las que se discuten en este artículo. La sección 2 trata sobre las características esenciales del suministro eléctrico que condicionan la capacidad del mercado para generar las inversiones socialmente óptimas; la sección 3 analiza cómo afecta el comportamiento estratégico de las empresas a la consecución de tal objetivo; la sección 4 resume y evalúa la capacidad de ciertos mecanismos regulatorios para facilitar el que las empresas, en un contexto de mercado, lleven a cabo un nivel adecuado de inversiones; y la sección 5 recoge un resumen de conclusiones.

CARACTERÍSTICAS CONSUSTANCIALES AL SUMINISTRO ELÉCTRICO E IMPLICACIONES PARA LA GARANTÍA DE POTENCIA ↓

La propuesta elaborada por los servicios técnicos del ERSE y de la CNE sobre un mecanismo de garantía de suministro parte de las siguientes premisas:

«Las teorías microeconómicas establecen que en un mercado en el que la demanda responde al precio —en ausencia de economías de escala— el precio del mercado es suficiente para remunerar el coste de generación: el precio alcanzará el nivel definido por la función de utilidad de los consumidores (precio que están dispuestos a pagar). Sin embargo, las particularidades de los mercados de electricidad (producto no almacenable, servicio esencial, precios tope, alta volatilidad, aversión al riesgo) derivan en que

el mercado al contado (spot) no sea capaz de proveer por sí mismo al sistema de un nivel de suficiencia adecuado.»

Del párrafo anterior se desprende que «las particularidades de los mercados de electricidad» —y no están enumeradas, de ninguna manera, todas— condicionan en gran medida la capacidad de los mercados para generar los incentivos adecuados a la inversión. Las implicaciones de tales particularidades sobre los incentivos a la inversión se desarrollan a continuación (2).

La no-almacenabilidad, la estacionalidad de la demanda, y las variaciones en la oferta

La imposibilidad de almacenar la electricidad hace necesaria la igualación instantánea entre producción y consumo en todo momento y todo punto de la red. Esto quiere decir, simplemente, que la estacionalidad del consumo de electricidad se traslada íntegramente a su producción. A ello se une la incidencia en el comportamiento de la demanda (3) de factores aleatorios (principalmente ligados a la meteorología), y la volatilidad en la disponibilidad de algunos recursos productivos (fallos fortuitos de los equipos de generación y variabilidad en las aportaciones hidráulicas y eólicas).

Estas tres características —no-almacenabilidad de la electricidad, estacionalidad de la demanda y de la producción, y aleatoriedad de la oferta disponible— implican la necesidad de sobredimensionar la capacidad de generación instalada con respecto a las puntas de demanda. Tal necesidad se ve acentuada por el hecho de que los ajustes instantáneos difícilmente pueden provenir del lado de la demanda, dado que la mayor parte de ésta ni paga los precios

de mercado ni tiene capacidad para reducir su consumo en el corto plazo.

El parque de generación, integrado por tecnologías de muy diferente naturaleza, tiene que ser capaz de ofrecer disponibilidad firme y flexibilidad suficiente para poder hacer frente a períodos de sequía, situaciones de falta de viento, o temperaturas extremas. Dependiendo de estos factores, las centrales que integran el parque de generación pueden operar más de 7.000 horas al año o permanecer paradas durante meses consecutivos. Si la retribución de tales centrales se basara únicamente en la energía que producen por los precios de mercado —tal y como ocurre en los denominados *energy-only markets*—, la recuperación de los costes de una parte relevante del parque de generación sería altamente incierta (4). La volatilidad de precios —otra de las consecuencias de la no-almacenabilidad, de la estacionalidad y de la inelasticidad de la demanda—, la aversión al riesgo de los inversores y los largos plazos de amortización de las centrales eléctricas amplifican los efectos de la incertidumbre, que puede provocar inercia en la toma de decisiones y retrasos excesivos en la incorporación de las nuevas centrales. El comportamiento cíclico de la inversión observado en algunos países podría ser uno de sus efectos.

La diversidad tecnológica

Otra de las características consustanciales al suministro eléctrico es la coexistencia de diversas tecnologías. Salvo excepciones irrelevantes, en ningún sistema eléctrico existe una sola tecnología de generación capaz de abastecer toda la demanda eléctrica. Las tecnologías de generación de electricidad son dependientes de las materias primas ener-

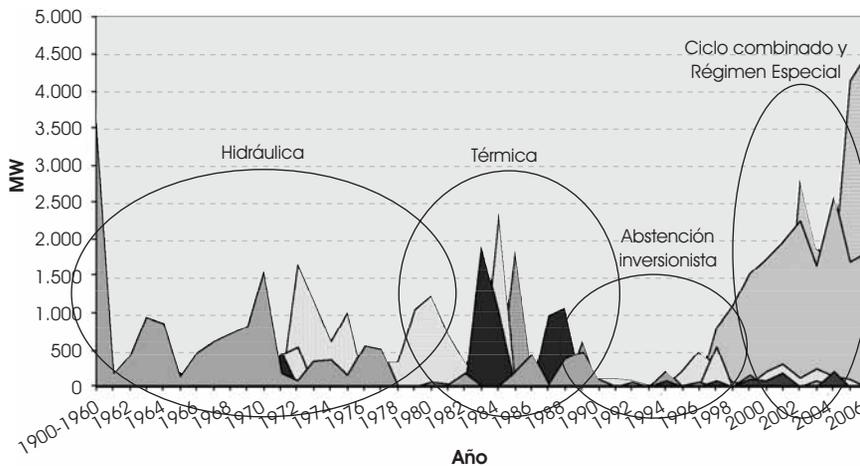


FIGURA 1
INCORPORACIÓN DE POTENCIA AL PARQUE DE GENERACIÓN ESPAÑOL
1960-2006

- ▨ Ciclo combinado
- ▨ Régimen especial
- ▨ Fuel-gas
- ▨ Bombeo
- ▨ Carbón
- ▨ Nuclear
- ▨ Hidráulica
- ▨ Cogeneración

FUENTE: Los valores proceden de los Registros de Instalaciones en Régimen Ordinario y Régimen Especial que publica el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a través de su página Web.

géticas y de las energías primarias que se transforman en electricidad y cuya disponibilidad, al ser limitada, exige la concurrencia de todas ellas para poder cubrir la demanda. Ésta es la razón básica que determina la concurrencia de tecnologías diversas en la cobertura de la demanda de electricidad, cuestión que implica que las tecnologías de menor coste sólo puedan desplazar parcialmente a tecnologías de costes mayores.

Además, aunque en cada momento del tiempo las nuevas inversiones se concentren en una única tecnología (figura 1, en la página anterior) —la de menor coste disponible en ese momento—, la existencia de costes hundidos, la larga vida útil de las instalaciones, y los cambios en los precios relativos de los inputs, hacen que coexistan las tecnologías que la planificación o el mercado seleccionaron en otros momentos. En cualquier caso, la diversidad tecnológica, además de ser inevitable, es deseable, porque la diversificación contribuye a la seguridad de suministro, y facilita la optimización de costes.

La coexistencia de diversas tecnologías, que presentan costes divergentes, operan durante un número distinto de horas al año, y aportan un grado de fiabilidad dispar al sistema, añade complejidad al correcto funcionamiento del mercado y a la provisión de incentivos para la inversión. En un mismo mercado concurren tecnologías con altos costes fijos y bajos costes variables —que operan casi continuamente con tecnologías de mayores costes variables—, cuya producción es discontinua, y dependiente de variables exógenas, como la hidraulicidad o la intensidad del viento. Al ser el precio de la electricidad el mismo para toda la producción horaria, nada evita que se sobreremunere a unas y se infraremunere a otras por fenómenos altamente imprevisibles en el momento en que se produjeron las inversiones.

Este desajuste en las rentabilidades, de existir en otros sectores, encontraría también en el mercado su propia solución, porque los agentes intensificarían las inversiones sobre-remuneradas, reduciendo las infra-remuneradas, hasta que convergieran sus rentabilidades. Pero este reajuste no es posible en el sector eléctrico porque la mayoría de las inversiones no son replicables, y porque la existencia de costes hundidos desaconseja el abandono de tecnologías cuya remuneración no cubre sus costes medios, pero sí los variables. Es decir, la libertad de entrada no existe en el sector eléctrico que incumple, por esta razón, uno de los fundamentos críticos de los mercados competitivos.

La existencia de un precio uniforme, que no entiende de diferencias de costes ni discrimina según el origen de cada MWh, pone en cuestión los modelos regulatorios, que como el español, conduce a los

consumidores a pagar por toda la energía el precio de la energía marginal. Si bien los consumidores pueden estar dispuestos a pagar precios elevados por MWh marginales (tan elevados como el valor de la energía no suministrada), tales precios aplicados a toda la energía, y no sólo a la marginal, generan transferencias de rentas entre los consumidores y los propietarios de las tecnologías inframarginales con la consiguiente distorsión en la distribución de los excedentes económicos (5). Ciertamente, y en línea con lo apuntado en la consulta realizada por el Consejo de Reguladores del MIBEL, esto introduce un obstáculo al correcto funcionamiento del mercado porque la elevación o eliminación de los *price-caps* podría contribuir a generar ingresos suficientes a las tecnologías de punta que operan durante un reducido número de horas y que son necesarias para atender las puntas de demanda. Pero la pregunta se puede formular de forma distinta a como la formula el Consejo de Reguladores, ¿son los *price-caps* la fuente del problema, o es por el contrario el tratamiento simétrico de tecnologías tan dispares lo que imposibilita su supresión? (6) ¿No serán los *price-caps* un parche para minorar los problemas de un inadecuado diseño del mercado?

La falta de tarificación en tiempo real

En la mayoría de los mercados eléctricos, los precios que paga el consumidor final no responden a los precios que se negocian en el mercado mayorista (7). Entre otros motivos, esto dificulta el que la demanda de electricidad sea elástica al precio. El Consejo de Reguladores del MIBEL opina que «si la demanda fuera sensible al precio de la electricidad no sería necesario ningún mecanismo de garantía de suministro, ya que el nivel de fiabilidad del sistema estaría determinado por esta.» Ciertamente, la tarificación en tiempo real podría facilitar el que los individuos tomaran decisiones eficientes de consumo: la subida de precios como reflejo de la escasez provocaría la reducción de la demanda cuando la utilidad que se deriva del consumo de electricidad fuera inferior a su precio; contribuyendo de este modo a reducir los márgenes de reserva necesarios para mantener la seguridad del suministro (8).

Sin embargo, aún si se pudieran superar las restricciones técnicas y económicas a las que está sujeta su implementación, la tarificación en tiempo real no evitaría la necesidad de mantener márgenes de reserva. Existen razones técnicas, la tarificación a tiempo real no garantiza un ajuste de la demanda en tiempo real, pero sobre todo, económicas, las decisiones individuales de consumo no tienen en cuenta el valor social de la fiabilidad.

Por una parte, los cortes de suministro que irían asociados a la falta de un margen de reserva adecua-

do generan externalidades negativas; por ejemplo, el que una escuela en una zona rural se quede sin luz, o el que se destruya empleo en zonas industriales porque no se asegure un suministro eléctrico estable. Por otra parte, la fiabilidad de suministro genera externalidades positivas de las que se benefician incluso los agentes no conectados a la red, que no contribuyen a cubrir su coste. Es decir, si se confiara en la respuesta de las demandas individuales a los precios de mercado como mecanismo para determinar el margen de reserva, se producirían inversiones subóptimas porque éstas no incorporarían las externalidades positivas o negativas que genera la fiabilidad o la falta de ésta.

La doble dimensión de la electricidad y la fiabilidad como bien público ↓

La electricidad es un bien (o servicio) de doble naturaleza: si bien la energía es un bien privado —sólo se disfruta de su consumo si se paga por él y sólo se produce si alguien lo demanda—, la fiabilidad, por el contrario, es un bien público porque cumple las propiedades de «no exclusión» (una vez producido el bien, no se puede excluir a nadie de su disfrute) y de «no rivalidad» (una vez producido el bien, el que un nuevo consumidor lo disfrute no implica un coste adicional).

En concreto, la fiabilidad es un bien público porque todos los consumidores en una red comparten el acceso a las mismas reservas de energía sin que la conexión de uno más reduzca la fiabilidad disponible para el resto, de igual modo que todos los ciudadanos de un país se benefician de su defensa o que todos los barcos que se aproximan a la costa se benefician de la existencia de un faro. Ello implica que, de producirse cortes de suministro, éstos serían indiscriminados (una vez agotada la reserva que aportan los consumidores interrumpibles), e incluso, ante déficits severos o desequilibrios incontrolables del sistema todos los consumidores se verían afectados porque resulta técnicamente imposible discriminar a unos y a otros cuando se produce un colapso generalizado del sistema. Además, si se reduce la probabilidad de fallo (porque se realicen nuevas inversiones o porque se mejore la red de transporte), la fiabilidad adicional estará disponible para todos los consumidores por igual. En definitiva, si la fiabilidad del sistema fuera un bien privado, el valor social de mejorarla debería ser igual a la suma de las valoraciones individuales de los consumidores, y sin embargo es mucho mayor por las razones expuestas.

La doble naturaleza de la electricidad (bien privado y público a la vez) tiene implicaciones relevantes para la discusión que aquí nos ocupa. La teoría económica establece que el mercado falla en la

provisión de bienes públicos: el productor del bien público no puede capturar los beneficios generados por su disfrute porque ningún consumidor estará dispuesto a pagar por él. La financiación de un bien público es además difícil por dos tipos de problemas: el problema del *usuario gratuito* o «free-rider» (cómo excluir al que no paga), y el problema de los incentivos a mentir sobre las verdaderas preferencias por el bien público (si el pago es función de la valoración, los individuos tenderán a reportar una valoración inferior por el bien). Para evitar ambos problemas, la financiación de bienes públicos se suele hacer a través de impuestos generales, no evitables.

Las reflexiones anteriores conducen a la conclusión de que hay que complementar al mercado con mecanismos regulatorios (lo que no quiere decir que no puedan ser mercantiles y competitivos), que contribuyan a llevar la fiabilidad a niveles socialmente óptimos de manera estable.

Antes de pasar a describir en la cuarta sección los mecanismos utilizados en la práctica y sus propiedades, nos detenemos a discutir la relación entre comportamientos estratégicos e inversiones porque éstos también interfieren en la selección de los mecanismos más adecuados para que el mercado genere las inversiones óptimas.

COMPORTAMIENTOS ESTRATÉGICOS E INVERSIONES EN CAPACIDAD ↓

Un elemento que suele estar ausente en las discusiones sobre inversiones y garantía de suministro en los mercados eléctricos —y que se omite en la propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL— es el hecho de que no se pueden desligar los incentivos a la inversión de la formación de precios en el mercado de producción de electricidad (9). Como en cualquier otro sector o industria, los inversores en el sector eléctrico analizan las condiciones futuras del mercado para evaluar si los ingresos generados por las nuevas inversiones serán suficientes para cubrir los costes más un margen de beneficios ordinario.

Pero en el sector eléctrico, a diferencia de otros, las decisiones de inversión individuales afectan a la distribución de los precios futuros, así como a los incentivos de otras empresas a llevar a cabo nuevas inversiones. Por ello, los inversores eléctricos no sólo basan sus decisiones de inversión sobre series históricas de precios, o previsiones futuras, sino que también tienen en cuenta consideraciones estratégicas que se discuten a continuación.

Los incentivos a la inversión en el mercado eléctrico ↓

Desde el punto de vista de la microeconomía, la capacidad socialmente óptima es aquella para la que

el coste marginal de la nueva inversión, es decir, el coste fijo unitario, se iguala a la ganancia marginal social que genera la nueva inversión, es decir, el valor de la 'energía no suministrada' (ENS). Si bien el coste marginal percibido por los agentes del mercado también es el coste fijo de la inversión, el ingreso marginal que ellos perciben es distinto.

Como consecuencia del poder de mercado, la inversión de una empresa tiene dos efectos de signo contrario sobre sus ingresos marginales: por una parte, le permitirá expandir su producción en aquellas circunstancias en las que la empresa venda toda su capacidad; por otra, dado que la inversión incita un comportamiento más competitivo por parte de los rivales, la probabilidad con la que la empresa venderá a capacidad será menor.

Si el primer efecto domina al segundo (lo cuál depende de cómo se distribuya la demanda en relación con las capacidades instaladas), se generarán más incentivos a la inversión que en un entorno competitivo, pudiéndose producir equilibrios con sobre-inversión ineficiente con respecto a los niveles socialmente óptimos. Por el contrario, si el segundo efecto domina, se generará infra-inversión. Bajo una u otra circunstancia, la capacidad del mercado para generar resultados óptimos queda comprometida (10).

Nótese que en el razonamiento anterior no se han supuesto ni precios tope, ni volatilidad de precios, ni aversión al riesgo por parte de los inversores. Es decir, que aun prescindiendo de tales características, no es en general cierto (como parece desprenderse del informe del Consejo de Reguladores) que en un mercado en el que la demanda responde al precio se genera un margen de reserva adecuado. La evaluación sobre la capacidad del mercado para generar inversiones óptimas no puede prescindir del efecto del poder de mercado sobre los incentivos a la inversión.

La dependencia entre precios e inversiones provocada por el comportamiento estratégico se ve amplificada por las particularidades de los mercados de electricidad. La inelasticidad de la oferta (asociada a la no-almacenabilidad de la electricidad) y de la demanda en el corto plazo (reflejo de su naturaleza como bien esencial, de las limitaciones impuestas por los equipos instalados, y de la ausencia de tarificación en tiempo real) implica que en períodos de demanda alta, cuando el margen de reserva es nulo o muy estrecho, los precios sean extremadamente sensibles a cambios (fortuitos o estratégicos) en la oferta o en la demanda.

En este contexto, la construcción de una planta de punta puede provocar una fuerte reducción de pre-

cios que afecte negativamente a los ingresos de toda la producción inframarginal. En este caso, y debido a que la falta de capacidad excedentaria retroalimenta al poder de mercado, se produciría un desincentivo para la inversión, dificultando el que el mercado genere el sobre-dimensionamiento (técnico) necesario y socialmente óptimo.

La incertidumbre, que también es consustancial a los mercados eléctricos, contribuye a exacerbar la divergencia entre incentivos sociales y privados. Una incertidumbre que no sólo es tecnológica o estratégica (¿Aparecerán tecnologías que hagan obsoleta la que actualmente resulta más rentable? ¿Se producirán cambios en los precios relativos de los inputs que reduzcan sus horas de funcionamiento? ¿Se generará una sobre-inversión colectiva que deprima precios?), sino además, regulatoria. El continuo cambio al que está sometida la regulación de muchos sectores eléctricos —y en esto el español no es una excepción— contribuye a debilitar los incentivos a la inversión.

La inversión y los *price-caps* ↓

Con frecuencia se culpa a los *price-caps* de la incapacidad del mercado para generar las inversiones socialmente óptimas. Por ejemplo, en el informe del Consejo de reguladores del MIBEL, se afirma que «la existencia de precios tope (*price-caps*) implícitos o explícitos, mitiga la señal marginal que relaciona los precios de la energía y el margen de reserva, altera la gestión y operación de las centrales de producción en el medio plazo, y al tiempo impide que los generadores recuperen sus costes, especialmente los de punta». Según este tipo de afirmaciones, —que se conocen como el «*missing money problem*» (Cramton y Soff 2006)—, bastaría eliminar los *price-caps* para eliminar el problema de la garantía de suministro.

La conclusión anterior omite sin embargo la interacción entre los *price-caps* y el comportamiento estratégico de los agentes y sus efectos sobre los incentivos a la inversión. Cuando el mercado genera sobre-inversión, posibilidad que se sustenta en el razonamiento de párrafos anteriores así como en la evidencia reciente en algunos países, la eliminación de los *price-caps* no haría sino acentuar la tendencia del mercado a sobre-invertir, dado que aumentaría la rentabilidad de vender a capacidad (circunstancia que típicamente se presenta en períodos de demanda alta, cuando los precios de mercado se igualan o se acercan al valor del *price-cap*). Por ello, la eliminación del *price-cap* no sólo tendría efectos perniciosos sobre el nivel de precios, al no ofrecer contrapeso al poder de mercado, sino también sobre los incentivos a la inversión.

Cuando el mercado genera infrainversión, la eliminación del *price-cap* permitiría que se alineara el valor social de la inversión con la ganancia privada, mitigando de este modo la tendencia a la infra-inversión en capacidad. Se estaría no obstante solucionando un problema, el de la inversión, para que aflorara otro, el problema del poder de mercado sin control y la sobre-remuneración de las tecnologías inframarginales.

La heterogeneidad entre las empresas y sus incentivos a la inversión ↓

El efecto de las nuevas inversiones sobre los precios no es independiente de quién sea su promotor. Y es que la nueva potencia en manos de una empresa ya instalada no será ofertada de igual modo que si está en manos de un nuevo agente con una única o pocas plantas en funcionamiento. La razón es que el primero internaliza en mayor medida la reducción de precios causada por la nueva inversión, porque ésta afecta a toda su producción inframarginal, y el segundo no. Este efecto negativo podría llegar a ser de tal magnitud como para que a una empresa incumbente (sin tener en cuenta otro tipo de consideraciones estratégicas) no le interesara llevar a cabo inversiones aún a coste cero. Por el contrario, a un nuevo agente le bastará con que las previsiones de ingresos sean suficientes para cubrir los costes fijos y variables para que le interese invertir.

En resumen, la inversión no es igualmente atractiva para no importa qué empresas; empresas de distintos tamaños y con distintos *mix* tecnológicos tendrán incentivos desiguales a la inversión.

El razonamiento anterior describe incentivos, pero no situaciones de equilibrio en contextos dinámicos. Para simplificar el argumento, supóngase que sólo hay hueco para una única planta de ciclo combinado. A pesar de que a los incumbentes les pueda resultar no rentable invertir, sus pérdidas podrían ser mayores si la inversión la llevara a cabo el nuevo agente precisamente porque éste, al comportarse de modo más competitivo, provocaría una reducción de precios mayor. Para evitarlo, la inversión la realizará una empresa incumbente, generando de esta manera un bloqueo estratégico a la entrada y así, un aumento mayor en las asimetrías existentes.

Un equipo de investigadores de la Universidad Carlos III de Madrid (entre los que me encuentro), ha desarrollado por encargo de la CNE un modelo oligopolista de análisis de la competencia en el mercado de generación eléctrica en España. Dicho modelo, que captura los principales aspectos técnicos e institucionales del sector eléctrico español, es capaz de caracterizar y simular el comportamiento estratégico óptimo de los agentes (11). Entre otras cuestiones, el trabajo analiza los posibles efectos de la inversión en plantas de ciclo combinado sobre los precios y los beneficios de las empresas en el sector.

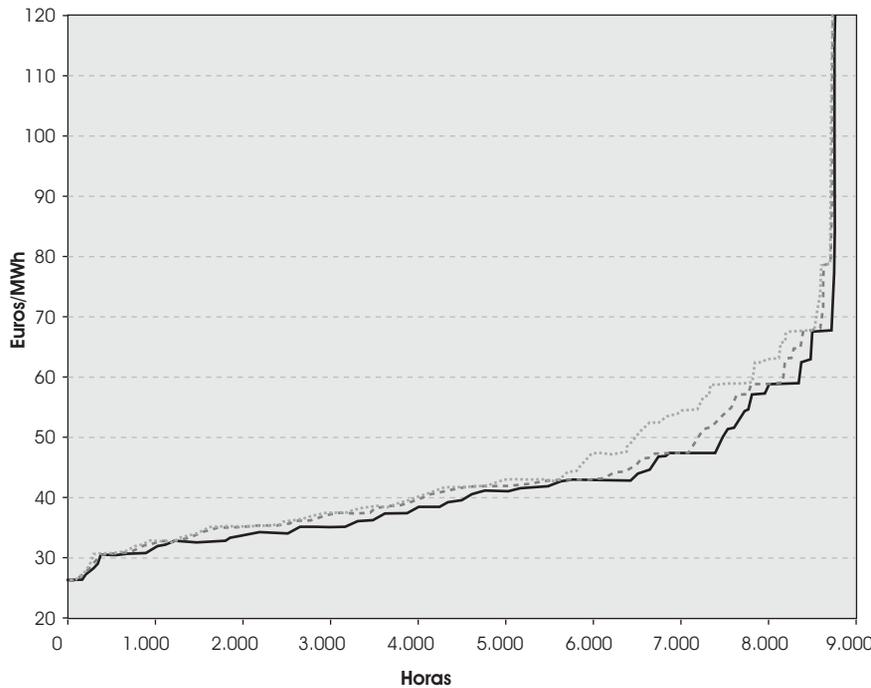


GRÁFICO 1
MONÓTONA DE PRECIOS DE EQUILIBRIO SIMULADOS: EFECTOS DE LA INVERSIÓN

- Precio de equilibrio sin inversión
- - - Precio de equilibrio (inversión de una empresa instalada)
- Precio de equilibrio (inversión de un nuevo agente)

Nota: Detalle: La figura representa las monótonas de precios de equilibrio en el sistema eléctrico español cuando no se produce inversión, o cuando una empresa instalada o un nuevo agente invierten en cuatro centrales de ciclo combinado. Se ha supuesto que el parque de generación instalado y los precios de los combustibles corresponden a los de 2005, y se ha utilizado un escenario sintético de hidroenergía media.

FUENTE: Elaboración propia.

Los resultados ilustran los fenómenos descritos en el párrafo anterior. Primero, la inversión supondría una reducción en los precios, que sería mayor si la inversión la realiza un nuevo agente en vez de una empresa ya instalada (gráfico 1). De hecho, por el efecto sobre los precios, el sistema se ahorraría aproximadamente entre 386-1.088 millones de € anuales en concepto de pagos a la generación si la inversión en cuatro centrales de ciclo combinado la realiza un incumbente, y entre 774-1.359 millones de € si la misma inversión la realiza un entrante (cuadro 1). La caída de precios provocaría que el margen precio-coste —medida utilizada para cuantificar el poder de mercado— disminuyera si la inversión la realiza el nuevo agente, pero podría aumentar si la realiza la empresa incumbente. En el segundo caso, los costes marginales del sistema caerían más que los precios tras la inversión. Aún sin considerar los costes fijos, el incumbente perdería entre 65-294 millones de € con la inversión en las cuatro plantas de ciclo combinado, pero perdería aproximadamente 242-476 millones de € si la misma inversión la realizara un nuevo agente.

Estas estimaciones, cuyo carácter debiera entenderse más cualitativa que cuantitativamente, confirman por tanto que tras de la inversión de los incumbentes, podría haber un incentivo para evitar la inversión de nuevos agentes.

MECANISMOS PARA LA RETRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD ↓

Los mecanismos regulatorios para la retribución de la capacidad se pueden clasificar bajo dos categorías: los basados en el precio, y los basados en la cantidad. Bajo los primeros, el regulador fija el precio unitario de la capacidad disponible, y los agentes determinan la «cantidad» de capacidad que quieren poner disponible a ese precio; bajo los segundos, el regulador fija el margen de reserva deseado, y el «precio» de la capacidad se determina según mecanismos de mercado.

Ejemplos de mecanismos basados en el precio son el actual mecanismo de garantía de potencia vigente en España, o los pagos de capacidad usados en Inglaterra y Gales antes de 2001, según los cuales el precio unitario de la capacidad era función de la probabilidad de la falta de suministro y del valor de la ENS (12). Ejemplos de mecanismos basados en la cantidad son los denominados Mercados de Capacidad, como el introducido en el sistema de Pennsylvania-Jersey-Maryland o en Nueva Inglaterra, o las Subastas de Nueva Capacidad.

El mecanismo vigente en España: la garantía de potencia ↓

En el mercado eléctrico español, la retribución de los generadores incorpora la denominada garantía

**CUADRO 1
EFECTO DE LA INVERSIÓN SOBRE LA TARIFA
Y LOS BENEFICIOS DE LAS EMPRESAS (M€)**

	Dif. comp perfecta	Dif. mínima	Dif. máxima
Incumbente invierte 4 CC			
Pagos generación	-624	-1.088	-386
Beneficios incumbente	-125	-294	-65
Nuevo agente invierte 4 CC			
Pagos generación	-623	-1.359	-774
Beneficios nuevo agente	65	137	155
Beneficios incumbente	-190	-476	-242

Detalle: Los datos representan el efecto de la inversión en cuatro plantas de ciclo combinado sobre los pagos totales y los beneficios anuales de las empresas, dependiendo de quién la realice, en comparación con el escenario en el que no hay nuevas inversiones. La primera columna supone que las empresas se comportan competitivamente, y la segunda y la tercera suponen que se comportan estratégicamente. Los datos están expresados en millones de €.

FUENTE: Elaboración propia.

de potencia con el objetivo de fomentar la disponibilidad de las unidades de producción e incentivar la inversión en activos de generación. Los pagos que realizan los consumidores en concepto de garantía de potencia alimentan una bolsa, con valor aproximado de 1.000M€/año, que se reparte entre las centrales en función de sus horas de disponibilidad (siempre que superen un valor mínimo). La cuantía de la garantía de potencia ha estado sujeta a un gran número de modificaciones, pero su filosofía no ha variado. El pago medio en concepto de garantía de potencia se fijó inicialmente en 6,97 €/MWh, y se ha ido reduciendo paulatinamente hasta alcanzar los 4,81 €/MWh en 2006 (de forma aproximada, el flujo de pagos es semejante a la mitad del coste fijo de una central de ciclo combinado).

La última modificación la recoge el RD 1454/2005 que, entre otros cambios, establece que los contratos bilaterales físicos cobran y pagan garantía de potencia (con anterioridad, sólo se percibía y se pagaba si se había participado en el mercado diario) (13), reduce el número de horas de funcionamiento mínimo a cincuenta para tener derecho al cobro de la garantía de potencia, e intensifica las inspecciones de las instalaciones con derecho a su cobro.

Si bien en España el pago de la garantía de potencia se ha justificado como mecanismo para incentivar la inversión y la disponibilidad, en la práctica el poder de los incentivos que genera es, sino nulo, ineficiente. Ello se ha debido a varias razones. Primero, el valor de la garantía de potencia es independiente del margen de reserva, es decir, del valor que aportaría la nueva capacidad al sistema, y segundo, el cobro de la garantía de potencia no supone casi ninguna contrapartida por parte de las unidades de

producción que la perciben (14). Así lo reconoce el Consejo de Reguladores en su informe, en el que se afirma que el procedimiento empleado hasta la fecha «constituye un incentivo a la disponibilidad y la inversión...muy débil.»

Mercados de capacidad ↓

Los mercados de capacidad, como el puesto en práctica en el sistema de Pennsylvania-Jersey-Maryland o en Nueva Inglaterra, son un mecanismo mercantil para la determinación del precio de la capacidad (15). La autoridad reguladora selecciona el índice de cobertura deseado, que traduce en un determinado margen de reserva exigido a los distribuidores y comercializadores ('capacity obligations') sobre sus puntas históricas y previsiones de demanda. Dichas obligaciones se pueden satisfacer, bien a través de la integración vertical, la contratación bilateral, o través de la adquisición de 'créditos de capacidad' en un mercado al que también acuden, por el lado de la oferta, los generadores con unidades de capacidad no comprometidas a través de contratos bilaterales.

Para un generador, comprometer capacidad implica la obligación de producir cuando el Operador del Sistema así lo requiera para mantener la estabilidad, p.e., el generador que esté dedicando los recursos comprometidos a la exportación, habrá de cancelar el contrato de exportación o procurar energía alternativa para cumplir su compromiso. Por tanto, participar en el mercado de capacidad tiene un coste de oportunidad porque si son requeridos por el OS, renuncian al diferencial de precios con las regiones vecinas. Dado que la probabilidad de ser requeridos por el OS decrece con el margen de reserva, el coste de oportunidad de comprometer recursos en el mercado de capacidad será mayor cuanto menor sea el margen de reserva, lo que presumiblemente se traducirá en mayores precios de la capacidad y mayores incentivos a la inversión.

Subastas de nueva capacidad ↓

Bajo el sistema de subastas de nueva capacidad (16), el regulador asume la responsabilidad de la cobertura y utiliza las subastas como instrumento para asegurar que los MWs que hayan de incorporarse al parque de generación para mantener los márgenes de reserva se incorporan efectivamente al sistema. Si las subastas están bien diseñadas, se asegura que las nuevas inversiones se realizarán con el menor coste para la tarifa, por parte de los agentes más eficientes para llevarlas a cabo.

Este diseño refleja la doble naturaleza de la electricidad —a la que antes nos hemos referido— im-

plantando un mercado de doble dimensión: a través de las subastas de nueva capacidad —primera dimensión del mercado que atiende a la fiabilidad como bien público— se determina una prima de potencia (positiva o negativa) que cubra —si es positiva— los costes que los agentes no esperan recuperar en el mercado de la energía o que compense —si es negativa— los beneficios extraordinarios (con frecuencia denominados *windfall profits*) que estimen genera el mercado de la energía, segunda dimensión del mercado que atiende a la naturaleza de la energía como bien privado.

Este diseño regulatorio permite que el mercado establezca un único precio para lo que es igual y homogéneo —la energía— y diferente para lo que es diverso y heterogéneo —las centrales—, es decir, las tecnologías cuyas características determinan la fiabilidad del sistema. Además, las subastas de nueva capacidad, así planteadas, dotan de cierta flexibilidad al regulador, que puede poner (o no poner) condiciones sobre los licitadores (p.e. si sólo quiere dejar participar a nuevos agentes con el objeto de diluir la concentración) o sobre las tecnologías ofertadas (p.e. si quiere favorecer el desarrollo de energías renovables o si quiere impulsar una determinada diversidad tecnológica dentro de una determinada política de seguridad de abastecimiento energético a largo plazo).

Propiedades deseables de los mecanismos de retribución de la capacidad ↓

A la luz de la discusión en las secciones anteriores, pasamos a enumerar algunas cuestiones que resultan relevantes sobre el diseño de los mecanismos para la retribución de la capacidad.

Relación entre los pagos de capacidad y el mercado de la energía. Introducir pagos para la remuneración de la capacidad no implica prescindir de los mercados de la energía, sino todo lo contrario. Promoviendo las inversiones eficientes se contribuye al mejor funcionamiento de los mercados de energía porque pueden mitigar el poder de mercado. No obstante, es importante que el diseño de los pagos de capacidad no distorsione los incentivos de las ofertas en el mercado de energía, porque de lo contrario se podrían producir ineficiencias productivas y distorsionar la señal de precios.

En España, la cuantía de la de «garantía de potencia» se fija administrativamente, a diferencia de las primas que se determinan en los Mercados de Capacidad o en las Subastas de Nueva Capacidad. Ninguno de los dos últimos distorsiona los incentivos

de la oferta en el mercado de la energía, dado que su cuantía es independiente del resultado en el mercado de la energía.

Costes de oportunidad de las inversiones. Para determinar el importe de los pagos de capacidad se tiene que tener en cuenta el coste de oportunidad de la inversión, que puede ser superior al coste de las instalaciones porque el aumento de la capacidad induce mayor competencia y así, la caída en los ingresos de mercado.

Si el pago de capacidad se determina a través de mecanismos mercantiles (como en los Mercados de Capacidad o a través de las Subastas de Nueva Capacidad), las empresas incorporarán los costes de oportunidad en la determinación del «precio» de la capacidad; si el pago de capacidad se determina administrativamente, la cuantificación e incorporación del coste de oportunidad a los pagos será difícil. El diseño de los mecanismos mercantiles que determinan los pagos de capacidad es crucial para que éstos reflejen adecuadamente los costes de oportunidad. Tal objetivo se verá frustrado, por ejemplo, si éstos se modifican frecuentemente o si son susceptibles al ejercicio del poder de mercado (como la evidencia ha demostrado, los mercados de capacidad han sido vulnerables al poder de mercado).

Pagos homogéneos o heterogéneos entre tecnologías. La fiabilidad va unida a la diversidad de tecnologías. Los pagos uniformes esconden un tratamiento desigual por tecnologías, dado que no generan los mismos incentivos de inversión para tecnologías dispares en sus costes fijos, vidas útiles, horas de funcionamiento, o capacidad de recuperación de costes a través del mercado. Para contrarrestar dicha disparidad, es conveniente implantar pagos asimétricos entre tecnologías.

Si el pago de capacidad se fija a través de Subastas a lo largo del tiempo, éstas determinarán la homogeneidad o heterogeneidad de los pagos y por consiguiente el grado de asimetría con el que deben ser remuneradas las centrales que se incorporen a la cobertura. Por el contrario, la «garantía de potencia» y los Mercados de Capacidad generan pagos uniformes para todas las centrales.

Incertidumbre o certidumbre de los pagos. Debido a la larga vida útil de las instalaciones y los altos costes hundidos, el efecto de los pagos por capacidad sobre los incentivos a la inversión será mayor cuando menor sea su incertidumbre. Las fuentes de incertidumbre son de diversa naturaleza: la incertidumbre regulatoria será mayor si los pagos de capacidad se fijan administrativamente y existe riesgo de oportunismo regulatorio; la incertidumbre estratégica será mayor cuanto mayor sea la volatilidad

de los mercados en los que se determinen las primas, y cuanto mayor sea la frecuencia con la que se revisan.

Los Mercados de Capacidad adolecen de una excesiva volatilidad, y al establecerse en mercados a corto plazo, generan un reducido poder de los incentivos. En las Subastas de Nueva Capacidad, una vez establecida la cuantía de los pagos, éstos permanecerán fijos a lo largo de la vida útil de las centrales. Persistirá no obstante la incertidumbre asociada a los precios de la energía, lo que dificultará el que los inversores calculen los pagos de capacidad mínimos que necesitan para que la inversión sea rentable. Si se quiere aminorar dicha incertidumbre y las primas al riesgo que ésta genera, se podrían fijar pagos revisables cada tres o cinco años mediante una función inversa a los precios del mercado. Esta función inversa sería parte de la oferta y determinante de la resolución de la subasta.

En resumen, los pagos por capacidad deberían ser primas fijas (o fijadas a través de funciones) para evitar distorsiones con el mercado de la energía, y se deberían determinar a través de mecanismos mercantiles; deberían de permitir la absorción de las rentabilidades dispares de las distintas tecnologías; y su coste debiera ser sufragado por todos (por ejemplo, a través de las tarifas de acceso) como respuesta a la naturaleza de bien público que tiene la fiabilidad. Las Subastas de Nueva Capacidad se presentan como una opción que reúne tales propiedades, por lo que su uso por parte de las autoridades regulatorias podría aportar la solución a los problemas de garantía de suministro que se han evidenciado durante la última década.

CONCLUSIONES ↓

La experiencia en los mercados liberalizados de electricidad ha puesto de manifiesto que aquellos en los que sólo se retribuye a la energía (los denominados, *energy-only markets*) no inducen inversiones óptimas, y sugiere la conveniencia de retribuir, no sin prescindir de mecanismos mercantiles, el servicio que aporta la capacidad por el mero hecho de existir y estar disponible. Detrás de la incapacidad de los mercados eléctricos para generar el sobredimensionamiento óptimo se encuentran las particularidades de la electricidad; porque no se puede almacenar; porque su consumo es estacional e inelástico al precio, porque el mix de generación del sistema está determinado por la inexistencia de libertad de entrada en tecnologías extraordinariamente relevantes (hidroeléctrica y nuclear) y muy condicionado en el resto de las tecnologías por diversas causas insalvables; porque para su producción han de concurrir —como con-

secuencia de lo anterior— diversas tecnologías de costes dispares en proporciones completamente ajenas al mercado, y porque su provisión en sistema le confiere al suministro eléctrico la doble naturaleza de bien (o servicio) privado y público.

Los comportamientos estratégicos (amparados por los elevados grados de concentración empresarial y las barreras a la entrada presentes en la mayoría de los mercados eléctricos) dificultan en mayor medida el que el mercado induzca inversiones óptimas. No se puede (o no de forma exclusiva) asignar la responsabilidad de los fallos que presenta el mercado a herramientas concretas impuestas por el regulador (como los *price-caps*, cuya existencia es necesaria para solventar fallos de diseño muy relevantes), sino que la solución al problema de la inversión en los mercados eléctricos se debería buscar a través del replanteamiento integral del diseño de estos mercados, sin prescindir de las particularidades de la electricidad y de su suministro.

NOTAS ↴

- (1) El 17 de diciembre de 2001, REE tuvo que ordenar cortes rotatorios para evitar el colapso del sistema.
- (2) Fabra Utray (2004) ahonda con más profundidad sobre la naturaleza de la electricidad y sus implicaciones para el diseño del marco regulatorio.
- (3) Por ejemplo, durante el día, la demanda de potencia puede aumentar sobre la que se registra por la noche en un 70%; durante los fines de semana, la demanda puede llegar a disminuir un 65% en energía y un 40% en potencia, con respecto a la que se registra el días laborables, sin perder la estacionalidad diaria; y durante el invierno (e incluso el verano, debido a la climatización), la demanda puede ser hasta un tercio superior a la de primavera.
- (4) Joskow (2003) concluye que un mercado «sólo de energía» que sea competitivo no remunera los costes fijos de una central de punta (turbina de gas). Basándose en evidencia de Nueva Inglaterra, y suponiendo un coste marginal de entre 50€ y 100€/MWh, estima que los beneficios anuales serían aproximadamente de 10.000€/MW/año frente a un coste estimado de 60.000-80.000€/MW/año.
- (5) En todos (o casi todos) los mercados existen límites máximos explícitos al valor máximo de las pujas o del precio. E independientemente de que existan o no, siempre existen límites máximos implícitos. Por ejemplo, en el Reino Unido, en el Energy White Paper (2003), el Gobierno se comprometió a no intervenir, salvo «en situaciones extremas, tales como advertir, como último recurso, un serio problema para la seguridad» (párrafo 6.7). Además, el regulador OFGEM dispone de poderes para controlar los precios («Competition Act» de 1998), y en diversas ocasiones ha intentado limitarlos, como en 2001 con la propuesta de introducir la «Market Abuse License Condition» en las licencias de los generadores para limitar un posible ejercicio de poder de mercado.
- (6) En la sección tercera de este artículo se elabora en más detalle la relación entre los *price-caps*, las inversiones y el funcionamiento de los mercados.
- (7) Los contratos interrumpibles constituyen un caso extremo de tarificación en tiempo real. Sin embargo, representan una

proporción muy limitada del consumo. Además, la demanda interrumpible sigue siendo muy inelástica y ya se contabiliza como parte de la reserva del sistema.

- (8) Véase Borenstein (2005) para una discusión de la teoría y la práctica de la tarificación en tiempo real.
- (9) En la respuesta de PRAXAIR, cliente cualificado, a la consulta del Consejo de Reguladores sí se discute de forma explícita en frases tales como «Incentivar un comportamiento competitivo de los generadores es al final el mejor camino para garantizar el suministro de forma sostenida.» (Ésta y otras respuestas a la consulta están disponibles en www.cne.es).
- (10) Estas cuestiones las analizan formalmente y en detalle Fabra, von der Fehr y Frutos (2007).
- (11) El modelo teórico de comportamiento estratégico sobre el que se fundamentan las simulaciones se puede consultar en Fabra y Frutos (2007).
- (12) Éstos fueron suprimidos entre otras razones porque generaban incentivos a declarar como no disponibles centrales que realmente sí lo estaban para alterar el valor de la probabilidad de falta de suministro (véase Wolak y Patrick 2001). La garantía de potencia en España no adolece de este problema con la misma intensidad, porque el pago es fijo, y porque para percibirla, las centrales tienen que haber participado en el mercado de producción (véase también nota al pie 14).
- (13) Esta asimetría en el pago y cobro de garantía de potencia generaba posibilidades de arbitraje: dado que el pago a los generadores era homogéneo pero el pago de los consumidores no, existían incentivos a contratar con consumidores cuyos pagos por garantía de potencia fueran elevados.
- (14) En la práctica, existen centrales de producción que, a pesar de estar indisponibles, son ofertadas en el mercado diario a precios muy elevados para percibir la garantía de potencia con un riesgo pequeño de ser casadas. En el caso de que dichas unidades fueran casadas estando indisponibles, simplemente perdería el pago correspondiente a ese día. El RD 1454/2005 intensifica el plan de inspecciones y autoriza al Operador del Sistema solicitar el arranque de las unidades de producción sin previo aviso.
- (15) Fabra y Creff (2006) realizan un análisis formal de estos mercados; Wolak (2004) ofrece una visión crítica.
- (16) Véase Fabra Utray (2004) para una descripción más detallada.

BIBLIOGRAFÍA ↴

- BORENSTEIN, S. (2005): *Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice*, en Griffin and Puller, eds., *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, Chicago: University of Chicago Press.
- BUSHNELL, J. y ISHII, J. (2007): *An Equilibrium Model of Investment in Restructured Electricity Markets*, CSEM Working Paper 164, University of California Energy Institute, disponible en www.ucei.org.
- CNE (2007): *Propuesta del Consejo de Reguladores sobre un Mecanismo de Garantía de Suministro*, disponible en www.cne.es.
- CRAMTON, P. y STOFT, P. (2006): *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*, Mimeo, disponible en www.cramton.umd.edu.
- CRETI, A. y FABRA, N. (2007): *Supply Security and Short-Run Capacity Markets for Electricity*, *Energy Economics*, vol. 29(2), pp. 259-276.
- FABRA, N. y DE FRUTOS, M. A. (2007): *Forward Contracts and Competition in Multi-Unit Auctions*, Mimeo, Universidad Carlos III de Madrid, disponible en www.eco.uc3m.es/nfabra.

FABRA, N.; VON DER FEHR, N-H. y DE FRUTOS, M. A. (2007): Investment Incentives and Auction Design in Electricity Markets, Mimeo, Universidad Carlos III de Madrid, disponible en www.eco.uc3m.es/nfabra.

FABRA UTRAY, J. (2004): Un Mercado para la Electricidad: ¿Liberalización o Regulación? Madrid, Marcial Pons.

GARCÍA, A. y STACCHETTI, E. (2006): Investment Dynamics in Electricity Markets, University of Virginia, Mimeo.

JOSKOW, P. (2003): Energy Policies and Their Consequences After 25 Years, *The Energy Journal*, vol. 24(4).

WOLAK, F. y PATRICK, R. (2001): The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market, NBER Working Papers 8248.

WOLAK, F. (2004): What's Wrong with Capacity Markets?, Mimeo, Stanford University.