

LA CONFIGURACIÓN DEL MIX TECNOLÓGICO EN UN SISTEMA ELÉCTRICO LIBERALIZADO

FIDEL CASTRO-RODRÍGUEZ (*)

Universidad de Vigo.

Los sistemas eléctricos deben cumplir múltiples objetivos de forma simultánea. En el caso español, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico encomienda al sistema garantizar el suministro eléctrico, con una calidad adecuada, al menor precio posible, y minimizando el impacto medioambiental. Por su parte, la propuesta de la nueva política energética europea

presentada por la Comisión Europea en enero de 2007 se basa en tres principios: reducción de emisiones, seguridad de abastecimiento, y competitividad.

Para el cumplimiento de estos objetivos, en la fase de generación, los sistemas eléctricos cuentan con diversas alternativas tecnológicas que, además del combustible o fuente primaria básica, presentan diferencias en otros muchos atributos: costes, vida útil, impacto medioambiental, flexibilidad operativa, nivel de disponibilidad, grado de dependencia exterior, tamaño de escala, etc. Como ninguna tecnología existente puede considerarse como dominante en todas las dimensiones cualesquiera que sean las condiciones de operabilidad, se precisa de la coexistencia simultánea de múltiples tecnologías para producir electricidad.

En un sistema eléctrico planificado centralizadamente con monopolios públicos integrados verticalmente las autoridades regulatorias determinan la ex-

pansión del parque de generación a través de planes de inversión, y facilitan su implantación ofreciendo los canales de financiación necesarios para la iniciativa privada, o simplemente realizando dichas inversiones de forma directa.

En un sistema eléctrico liberalizado, sin embargo, tanto el diseño del parque de generación como su operación quedan en manos de las empresas, las cuáles asumen completamente el riesgo de sus inversiones. Tal como establece la teoría económica, en mercados perfectamente competitivos las decisiones individuales de los agentes económicos dan lugar a asignaciones socialmente óptimas. Esto implica que si los mercados eléctricos cumplen los supuestos de competencia perfecta, tanto la configuración del parque de generación como la operación del mismo resultarán eficientes. Sin embargo, en los mercados eléctricos liberalizados existen algunas imperfecciones que pueden generar distorsiones en los procesos de operación e inversión. En particular, el

CUADRO 1
COMPARACIÓN CUALITATIVA SOBRE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Tecnología	Escala	Tiempo construcción	Coste capital/kw	Coste operación	Coste combust.	Emisiones CO ₂	Riesgo regular
CCGT	Medio	Corto	Bajo	Bajo	Alto	Medio	Bajo
Carbón	Grande	Largo	Alto	Medio	Medio	Alto	Alto
Nuclear	Muy grande	Largo	Alto	Medio	Bajo	Nulo	Alto
Hidro	Muy grande	Largo	Muy alto	Muy bajo	Nulo	Nulo	Nulo
Eólica	Pequeño	Corto	Alto	Muy bajo	Nulo	Nulo	Medio
Fotovoltaica	Muy pequeño	Muy corto	Muy alto	Muy bajo	Nulo	Nulo	Bajo

FUENTE: Fraser (2003).

objetivo básico de las empresas privadas de desarrollar aquellas inversiones que garanticen el mayor y más rápido nivel de rentabilidad con el menor riesgo posible, puede poner en peligro la garantía de suministro o hacer insostenible económica y ambientalmente el sistema eléctrico.

En este trabajo se presentan los principales elementos que pueden generar distorsiones en los mercados eléctricos liberalizados, y se analizan las posibles soluciones de carácter regulatorio, tanto a nivel general, como las utilizadas específicamente en el sistema eléctrico español.

El trabajo se estructura de la siguiente forma. En la siguiente sección se presentan los atributos básicos de las diferentes tecnologías de generación de electricidad. La tercera sección analiza el diseño de parques de generación en un marco de planificación centralizada. La cuarta sección estudia las distorsiones que generan los mercados eléctricos liberalizados, y las virtudes de un parque de generación diversificado. Asimismo se presentan los instrumentos más comúnmente utilizados para corregir dichas distorsiones. La quinta sección analiza la evolución del parque de generación español desde su liberalización. La sección sexta presenta los instrumentos de regulación utilizados para corregir los fallos del mercado eléctrico español, y sus efectos. Finalmente la última sección se dedica a conclusiones.

CONVIVENCIA DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO, ¿UNA NECESIDAD? ↓

Los sistemas eléctricos en su función de suministro de un bien básico como es la electricidad tratan de cumplir de forma simultánea múltiples objetivos.

En primer lugar, la *garantía y seguridad de suministro*. Esto implica que en el corto plazo el parque de generación debe ser suficientemente flexible para mantener un equilibrio continuo entre oferta y demanda de electricidad, lo cual obliga a disponer de unidades de producción que sean capaces de atender incrementos inesperados de demanda bien por un incremento repentino de consumo, bien por una indisponibilidad no programada de cualquier unidad de generación (esto es lo que en el lenguaje anglo-

sajón se conoce como «*security of supply*»). En el largo plazo, el nivel de potencia instalada debe ser suficiente para la cobertura de la demanda (conocido como «*adequacy*»). Adicionalmente, debe garantizarse un acceso seguro y razonable a las fuentes primarias de generación de electricidad, por lo que no es aconsejable configurar un parque de generación excesivamente dependiente del aprovisionamiento exterior.

En segundo lugar, la *calidad de suministro*. El suministro de electricidad debe realizarse con un mínimo de calidad en elementos como el nivel de tensión, la frecuencia y la continuidad.

En tercer lugar, la *sostenibilidad medioambiental*, es decir, el parque de generación debe ser respetuoso con el medioambiente y cumplir con los objetivos acordados en materia de emisiones.

Finalmente, a todo sistema eléctrico se le exige *eficiencia*, en el sentido de que el mix tecnológico debe permitir un suministro de electricidad al mínimo coste.

En la fase de generación los sistemas eléctricos cuentan con diversas alternativas tecnológicas que, además del combustible o fuente primaria básica, presentan diferencias en otros muchos atributos: costes de construcción, inversión, operación, mantenimiento, y desmantelamiento, combustible básico, vida útil, impacto medioambiental, flexibilidad operativa, nivel de disponibilidad, grado de dependencia exterior, tamaño de escala, etc. En el cuadro 1, extraído de Fraser (2003), se ofrece una comparación cualitativa de los principales atributos de las distintas tecnologías actualmente disponibles.

Ninguna tecnología existente puede considerarse como dominante en todas las dimensiones, cualesquiera que sean las condiciones de operabilidad. Desde un punto de vista exclusivamente económico, es decir, en función de los costes fijos y variables, ninguna tecnología es dominante porque la curva de demanda es fluctuante, y cada tecnología es más apropiada para distintos tipos de consumo. Así, por ejemplo, para la cobertura de la demanda base, constante a lo largo de todo el año, es más eficien-

te el uso de una tecnología de bajo coste de operación. Sin embargo, para la cobertura de las puntas de demanda, ocasionales y aleatorias durante el año, es más adecuado el uso de tecnologías de bajos costes de inversión dado el elevado número de horas en las que no serán utilizadas.

Adicionalmente, los otros atributos no económicos convierten a tecnologías dominantes en no dominantes. Este es el caso de la energía nuclear, que desde el punto de vista económico puede ser muy adecuada para abastecer la base de la curva de carga, pero cuyo impacto medioambiental, a través de los residuos radioactivos, y, fundamentalmente, su rechazo social, la convierte en una tecnología difícil o incluso imposible de implementar.

Todos estos elementos justifican, aconsejan, y muchas veces hacen obligatoria, la coexistencia simultánea de múltiples tecnologías en la producción de electricidad con objeto de cubrir los diversos objetivos que se persiguen con el suministro de electricidad⁽¹⁾. Por un lado, la continuidad y estabilidad de suministro en el corto plazo exige disponer de unidades de generación que puedan entrar rápidamente a producir para cubrir incrementos rápidos de consumo o caídas no previstas de producción, para lo que se requiere una alta flexibilidad y total disponibilidad.

En la actualidad esto sólo puede conseguirse con centrales térmicas de gas o fuel, a pesar de su alto coste variable de producción. Cualquier otra alternativa tecnológica o bien no sería suficientemente flexible (nuclear, carbón,...), o bien presentaría una disponibilidad variable (hidráulica). Por otro lado, un sistema eléctrico sostenible exige la participación de energías renovables aunque presenten un mayor coste por kWh producido y una disponibilidad variable. En todo caso, ambos objetivos (garantía de suministro y sostenibilidad) no podrían ser alcanzados simultáneamente con el uso de un único tipo de tecnología.

En definitiva, la diversidad tecnológica es necesaria porque funciona como cobertura general contra todo tipo de riesgos e incertidumbres, muy frecuentes en los sistemas eléctricos. Ahora bien, lo que no está claro es cuanta diversificación es suficiente, lo que depende de los costes extraordinarios que implica y del nivel de reducción de riesgo que puede ser alcanzado.

CONFIGURACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN EN UN MARCO DE PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA †

En un marco de planificación centralizada el regulador diseña el parque de generación que permita alcanzar de forma óptima todos los objetivos, fundamentalmente minimizar el coste esperado de

satisfacer la demanda prevista. Basándose en el estudio de las necesidades de cobertura futura y en los cierres de centrales, planifica las necesidades de inversión futura, tanto en su dimensión y localización, como en el tipo de tecnología.

Bajo este contexto, la totalidad de las inversiones son planificadas y llevadas a cabo por empresas públicas o privadas, con la garantía de la recuperación de dichas inversiones más una razonable tasa de rentabilidad. Este es el esquema subyacente en la denominada Regulación al Coste del Servicio («Cost of service regulation»), vigente en la mayoría de los sistemas eléctricos antes de que se iniciase el proceso de liberalización en el que todavía están inmersos.

La planificación centralizada junto con la regulación al coste de servicio permite el diseño de un mix de generación más cercano al óptimo, y facilita la inversión por parte de las empresas privadas al asegurar la recuperación de la misma con una rentabilidad razonable y cierta. En este escenario, cada cierto tiempo, a través de Planes de Inversión, teniendo en cuenta la oferta tecnológica disponible y sus características, el coste y garantía de aprovisionamiento de las energías primarias, así como la evolución y el perfil de la demanda, se establecen las necesidades de inversión para un periodo temporal concreto. Para la ejecución de este Plan se arbitran diferentes mecanismos de financiación y remuneración de las inversiones ejecutadas por empresas públicas y/o privadas.

Siguiendo el esquema de Oren (2003), si el único atributo relevante en la configuración del parque de generación son los costes de inversión, y operación y mantenimiento (coste de capital y coste de generación), y las tecnologías estuvieran caracterizadas por combinaciones asimétricas de ambos costes (mayores costes de capital asociados a menores costes de operación, y viceversa), cada tipo de tecnología sería la eficiente para ofertar un kW de potencia de una determinada duración. Así, por ejemplo, la denominada base de la curva de carga, configurada por el consumo de larga duración, debería ser cubierta con tecnologías de alto coste de capital y bajo costes de producción (nuclear, hidráulica), mientras que la punta de la curva de carga, conformada por un consumo de muy corta duración, debiera ser abastecida por una tecnología de altos costes de operación y bajos costes de capital (turbina de fuelgas). Este análisis permite determinar el nivel de inversión en cada tecnología.

Esta metodología sería la aplicable, con alguna mayor complejidad, cuando incorporamos otros atributos tecnológicos, además de los costes. El regulador, de acuerdo a sus objetivos, determina la combinación óptima del parque, y las empresas (públicas y/o privadas) implementan las decisiones de inversión. El

regulador supervisa la evolución del nivel de cobertura, y va emitiendo nuevas directrices de inversión en función de los cambios tecnológicos, precios de combustibles, demanda, y otros elementos que puedan afectar al suministro eléctrico.

Sin embargo, en este marco planificado surgen sesgos y distorsiones tales como la sobreinversión en tecnologías muy intensivas en capital (efecto Averch-Johnson), o la falta de incentivos a una operación eficiente, al ser todo el riesgo de la inversión y operación soportado por los consumidores finales a través de las tarifas. Por otra parte, muchos países han configurado sus parques de generación favoreciendo tecnologías que usan combustibles autóctonos aunque sean de calidad inferior (carbón en Alemania o España), o facilitando la financiación de tecnologías «nacionales» (energía nuclear en Francia por ejemplo). Todo esto repercute vía precios en los consumidores finales

CONFIGURACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO LIBERALIZADO ↓

En los nuevos mercados eléctricos liberalizados, las decisiones de inversión las toman las empresas de forma descentralizada e individual, y están fundamentalmente motivadas por un objetivo de máxima rentabilidad esperada. Las empresas eléctricas ya no pueden transferir a los consumidores finales, tal y como ocurría en un marco de planificación centralizada, los errores derivados de sus decisiones de inversión o los incrementos de costes derivados de una gestión ineficiente.

A la hora de buscar los fondos financieros necesarios para acometer sus proyectos de inversión tienen que considerar el impacto de esta inversión sobre los ratios financieros de la compañía, bajo la presión de los accionistas que buscan un alto rendimiento y una rápida recuperación de la inversión. En este sentido, como señalan Roques et. al (2006), la estructura temporal de las inversiones en la industria tiende a reducirse considerablemente, con procesos de amortización que no van más allá de los 15 años.

Posibles sesgos y distorsiones en un mercado liberalizado ↓

Un mercado perfectamente competitivo debería impulsar decisiones individuales de inversión que conduzcan a un mix tecnológico socialmente óptimo. Pero las condiciones para que esto se produzca son muy exigentes puesto que coinciden con los supuestos del modelo de equilibrio general (Arrow-Debreu, 1954). Concretamente, se necesitan mercados financieros completos o previsión perfecta (certidumbre), que los consumidores y productores sean precio aceptantes, y un conjunto de posibil-

dades de producción convexo (completa divisibilidad).

Sin embargo, en el mundo real surgen fallos de mercado que impiden ese resultado. Si no existen suficientes mercados financieros que aseguren eventualidades futuras, la aversión al riesgo puede sesgar las elecciones en contra de tecnologías con alto riesgo e incertidumbre aunque presenten una alta rentabilidad esperada. Por tanto, la visión de corto plazo de las empresas privadas, presionadas por los accionistas que buscan altos rendimientos y una rápida recuperación del capital invertido, incentiva la inversión en plantas de rápida amortización en contra de tecnologías de altos costes de capital y largos períodos de construcción y amortización. Esto es debido a que la carencia de adecuados instrumentos de gestión de riesgos, físicos o financieros, dada la baja liquidez de los mercados forward y de futuro, junto con las imperfecciones de los mercados de capitales, limitan la capacidad de las empresas para diversificar sus riesgos, y como consecuencia, sus inversiones.

En conclusión, el principal sesgo de los mercados de electricidad liberalizados es su discriminación en perjuicio de las tecnologías de punta (ingresos de alto riesgo) y de las tecnologías de base intensivas en capital (grandes recursos de financiación...), y, por el contrario, en favor de aquellas plantas que presentan ingresos y costes relativamente estables, o altamente correlacionados, que derivan en beneficios constantes en el tiempo, como por ejemplo, las plantas de gas, dada la correlación entre los precios de electricidad y gas (Roques et al, 2006a y 2006b; Green, 2007). Además, favorecen la inversión en plantas que operan a los 2 o 3 años desde que se inicia su construcción (otra vez las plantas de gas), en contra de aquellas que precisan de 8 a 10 años para comenzar a operar, tal es el caso de una central nuclear.

Por otro lado, la exigencia de una recuperación del capital invertido más una razonable y segura tasa de rentabilidad desanima la inversión en nuevas energías alternativas, poco competitivas en un mercado liberalizado marginalista, y con unos ingresos altamente inciertos. Esto implica que los mercados eléctricos funcionando libremente conducirán a una insuficiente diversidad tecnológica.

Estas previsiones parecen confirmarse con la corta experiencia inversora en la mayoría de los mercados liberalizados que presentan un claro sesgo hacia plantas de gas. En el Reino Unido, la proporción de plantas de gas ha pasado del 1 % de la energía ofertada en 1990, fecha de inicio de la liberalización del mercado eléctrico, al 37 % en 2005, y se espera contar con un 55 % en 2020. Por su parte, en Estados Unidos, siguiendo la liberalización de mercados que se inicia en 1994 hasta mediados de 2004, de los 204

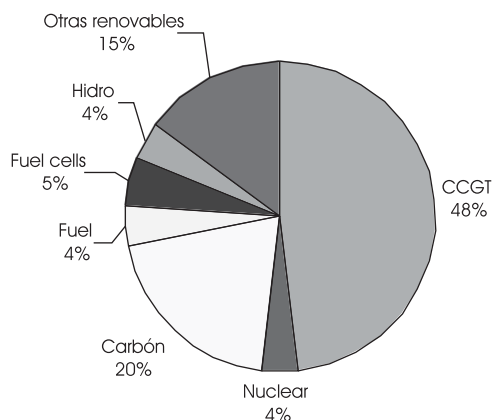


GRÁFICO 1
COMPOSICIÓN DE LA NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN QUE SE INCORPORARÁ DURANTE EL PERÍODO 1999-2030 EN LA OCDE

FUENTE:
Fraser 2003.

GW de nueva capacidad, 194 GW fueron en plantas de gas. Además, en la Unión Europea se espera que la electricidad generada con gas se incremente desde los 521 TWh de 2002 a los 458 TWh en 2030. Como señala Fraser (2003), de la nueva capacidad de generación que se incorporará durante el periodo 1999-2030 en la OCDE, cerca del 50% será en centrales de ciclo combinado, y apenas un 4% será en energía nuclear (ver gráfico 1). Por su parte, la Agencia Internacional de la Energía en su informe del año 2004 (IEA (2004)) establece que dadas las actuales políticas, cerca de la mitad de los 2.000 GW de capacidad de generación que se incorporarán entre 1999 y 2030 utilizará gas natural(2).

Efectos de la falta de diversificación tecnológica ↓

La falta de una adecuada diversificación tecnológica en los sistemas eléctricos liberalizados puede tener un impacto negativo sobre la economía en general dado que al estar los precios del gas vinculados a los precios del petróleo, un parque tecnológico con una proporción creciente de plantas de generación de gas incrementará la vulnerabilidad macroeconómica de las economías importadoras (Riques, 2006a). Pero, sobre todo, una insuficiente diversidad tecnológica afecta al propio funcionamiento del sistema eléctrico al hacerlo más dependiente de importaciones de combustibles, y, como consecuencia, más vulnerable tanto a las oscilaciones de los precios en los mercados internacionales como a los problemas de los países suministradores o de los países por donde transcurre el transporte del combustible (recuérdese la disputa entre Rusia y Ucrania en 2006 que puso en peligro el suministro de gas natural a la UE).

El Libro Verde de la Comisión Europea sobre Seguridad de suministro energético (COM, 2001) señala que las importaciones de energía de la UE se incrementarán desde el 50% al 70% en 2030. En concreto, las importaciones de petróleo pasarán desde el 76% al 88%, y las de gas natural desde el 50% al

81%. Esto crea un serio riesgo para las economías con un saldo importador importante, y eleva el riesgo de falta de suministro ante cualquier acontecimiento geopolítico en los países suministradores o países por donde se transporta el combustible.

Adicionalmente, un sistema eléctrico que descansa únicamente en tecnologías convencionales puede resultar insostenible en términos medioambientales. De sobra son conocidos los efectos sobre el medioambiente de las emisiones de CO₂ derivadas de la producción de electricidad con fuentes de energía de origen fósil, que ha obligado a la implantación de medidas de control a nivel internacional (protocolo de Kyoto, Directivas Europeas).

Pero al mismo tiempo, un sistema con una alta proporción de tecnologías con alta incertidumbre en su disponibilidad por depender de factores meteorológicos (hidráulica, eólica, solar) también puede poner seriamente en peligro la garantía de suministro, fundamentalmente en aquellos momentos en los que coincidan puntas de demanda con circunstancias meteorológicas adversas.

Para conseguir a su debido tiempo unas inversiones sostenibles que vayan sustituyendo la capacidad de generación que se va haciendo obsoleta y satisfacer la demanda creciente, hace falta un mercado que funcione adecuadamente, que emita las señales de precios adecuadas, y que aporte los elementos necesarios, como incentivos, estabilidad de la reglamentación y acceso a la financiación (Libro Verde de la Comisión Europea sobre «Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura» (COM, 2001)).

Imperfecciones de los mercados eléctricos liberalizados ↓

Los mercados liberalizados y competitivos contribuyen a la seguridad de suministro al emitir las señales de inversión adecuadas a las empresas del sector, siempre que la competencia funcione correctamente, y que

el mercado sea transparente y previsible. Sin embargo, los mercados de electricidad liberalizados pueden no señalar apropiadamente la necesidad de diversidad y flexibilidad del parque de generación cuando existen imperfecciones de mercado. Los fallos fundamentales asociados al funcionamiento de los mercados eléctricos pueden clasificarse en tres tipos:

Externalidades: los intercambios realizados en un mercado eléctrico no contemplan diferentes tipos de externalidades que pueden alejar la asignación final de la socialmente óptima. En primer lugar, estarían las externalidades de carácter medioambiental, esto es, aquellas referidas a los efectos negativos para el medioambiente de la producción de electricidad (emisiones de gases y partículas). Cuando los agentes privados toman sus decisiones no tienen en cuenta este tipo de costes externos generados y no toman decisiones adecuadas desde el punto de vista social. En segundo lugar, estarían las externalidades asociadas con la diversificación tecnológica. Es ampliamente aceptado que las tecnologías que no están sometidas a la incertidumbre de los precios de combustibles fósiles (petróleo, gas) contribuyen a mejorar la seguridad de suministro del sistema.

Riesgo e incertidumbre: la inversión en centrales de generación de electricidad comporta un amplio y diverso conjunto de riesgos e incertidumbres: evolución de la demanda, precios de la electricidad, política energética, precios de los combustibles, reformas regulatorias (riesgo regulatorio). Estos elementos afectarán a las diferentes tecnologías de distinta forma, y, además, como las empresas soportan casi completamente los riesgos de sus inversiones, tenderán a elegir centrales de generación de rápida construcción, corta amortización y alta operabilidad, o simplemente a ralentizar su actividad inversora.

Poder de mercado: la generación altamente concentrada en pocas empresas promueven conductas anticompetitivas que pueden afectar de manera significativa tanto al nivel de inversión como a la elección tecnológica. Un mercado mayorista de electricidad marginalista altamente concentrado propiciará en mayor medida comportamientos estratégicos de restricción de oferta con el objetivo de elevar el precio de la electricidad y consecuentemente los beneficios de los generadores. Además, como apunta Fabra (2006), la relación inversa entre capacidad existente y poder de mercado supone a su vez un desincentivo a la inversión, dificultando que el mercado genere un nivel de capacidad socialmente óptimo.

Intervención regulatoria en los mercados eléctricos liberalizados ▼

Inicialmente debe partirse de la consideración de que los mercados operando libremente consiguen alcanzar asignaciones eficientes. Sin embargo, cuando las

imperfecciones del mercado son tan importantes que impiden alcanzar resultados óptimos, puede estar justificada la introducción de distintos mecanismos que corrijan dichas imperfecciones y faciliten la obtención de asignaciones eficientes. En cualquier caso, debe buscarse que estos mecanismos restauren los resultados que se alcanzarían en un mercado perfectamente competitivo, y evitar que la intervención termine desvirtuando negativamente las señales del mercado.

En relación con las externalidades varios instrumentos pueden utilizarse para complementar la señal emanada del mercado: impuestos medioambientales que graven la contaminación, obligación de compra de derechos de emisión, promoción de energías limpias. Por su parte, la seguridad de suministro a través de la diversificación puede mejorarse incluyendo algún incentivo o subvención a la diversificación.

La reducción del riesgo de inversión de las empresas se consigue de diferentes formas: crear un marco regulatorio seguro y estable que ofrezca seguridad jurídica a las decisiones adoptadas por las empresas; impulsar una mayor corresponsabilidad de los consumidores a través de precios relacionados con los costes de suministro; fomentar la contratación de largo plazo que permita el reparto de los riesgos o desarrollar instrumentos financieros de cobertura de riesgos. En definitiva, crear mercados financieros. En este caso, la labor del regulador puede ir desde una intervención directa, como por ejemplo promoviendo la contratación bilateral, hasta el diseño de plataformas de gestión de riesgos.

En cuanto al poder de mercado, la obligación de las autoridades pasa por encontrar un equilibrio entre un mercado nacional competitivo que fomente la inversión y operación eficientes, y al tiempo permita a los operadores un cierto tamaño para competir en mercados más amplios. En esta línea será muy positivo facilitar la incorporación de la competencia extranjera a través del fortalecimiento y extensión de las redes de transmisión entre países.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que la introducción del mercado como nuevo mecanismo de asignación en una industria tradicionalmente organizada de forma centralizada no está exenta de dificultades. Por un lado, el regulador debe diseñar unas reglas que permitan alcanzar asignaciones eficientes a través de las libres decisiones individuales de los agentes participantes. Por otro lado, los propios agentes participantes deben acostumbrarse a las nuevas reglas y deben aprender a tomar sus decisiones en este nuevo marco. Inevitablemente existirá un periodo de transición durante el cuál será necesario revisar y corregir algunas reglas para eliminar posibles distorsiones que vayan surgiendo. Ahora bien, es muy importante evitar que estas correcciones terminen desvirtuando las señales emanadas del mercado.

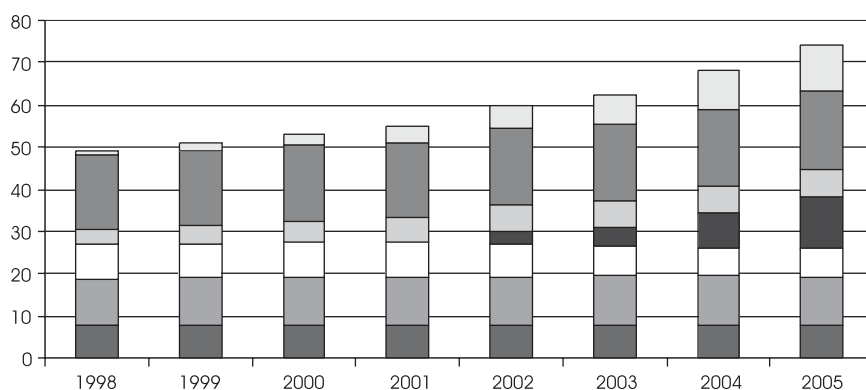


GRÁFICO 2
MIX DE POTENCIA
INSTALADA EN ESPAÑA
PARA EL PERÍODO
1998-2005.
SISTEMA PENINSULAR

Potencia Inst. (GW)

- Nuclear
- Fuel-gas
- Cogeneración
- Otras ER
- Carbón
- CC
- Hidráulica

FUENTES:
 Información básica de los sectores de la energía (CNE), y el sistema eléctrico español (REE):

EVOLUCIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL ↓

España es un país fuertemente dependiente de las importaciones energéticas. De hecho, importa casi un 80% de la energía que consume. Además, en contra de la tendencia de la UE, posee un tejido productivo con una intensidad energética alta y ascendente (MIN, 2004). Por otro lado, aunque las energías renovables cada vez están más presentes en el cómputo energético total, la inmensa mayoría de la energía que se consume tiene origen fósil (petróleo, carbón y gas natural), con lo que es altamente contaminante.

La entrada en un nuevo período inversor en la generación, ya iniciado, viene determinada por dos factores. En primer lugar, el alto crecimiento de la demanda experimentado estos últimos años que ha agotado los antiguos excedentes de capacidad de generación y que plantea la necesidad de mantener un elevado ritmo inversor si se quieren mantener los actuales estándares de garantía de suministro. En segundo lugar, la adecuación del parque generador para el cumplimiento de los compromisos nacionales adquiridos en la cumbre de Kyoto, y que obliga a las empresas generadoras a incrementar y reemplazar las centrales térmicas convencionales, con altas emisiones, por tecnologías más respetuosas con el medioambiente, esencialmente, ciclos combinados a gas y energías renovables.

En el gráfico 2 se presenta la evolución de la composición del parque de generación español desde el inicio del nuevo marco de regulación con la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico en 1998. Como se puede observar, respecto a las tecnologías convencionales se ha mantenido constante la potencia hidráulica y nuclear, y se ha reducido ligeramente la potencia de carbón y fuel-gas. Por otro lado, han entrado con fuerza tanto las centrales de ciclo combinado como las energías del régimen especial, energías renovables y cogeneración, especialmente la energía eólica que ha crecido

en el período 1998-2006 más de un 1360% al pasar de 760 a 11.100 MW de potencia instalada.

Si analizamos el mix de producción en el gráfico 3 las cosas cambian un poco, sobre todo por la menor contribución en la producción en relación a su potencia de las centrales hidráulicas y otras energías renovables. Así, frente a casi el 40% que representan en potencia instalada, no llegan al 18% en producción durante el año 2005, reflejando su fuerte dependencia de fuentes de energía de alta variabilidad (agua, viento y sol). Destaca, por otra parte, el incremento del peso de las centrales de ciclo combinado que ha alcanzado el 18,5% de la producción total durante el año 2005, responsabilizándose casi completamente del incremento experimentado por la demanda durante ese período.

Analizando más concretamente las nuevas inversiones realizadas tras la liberalización del mercado (gráfico 4) se pueden destacar dos circunstancias. En primer lugar, siguiendo las pautas de inversión realizadas en otros países con mercados eléctricos liberalizados, las nuevas inversiones del sistema eléctrico español han estado centradas en plantas de generación de ciclo combinado de gas. Esto obedece a diferentes razones entre las que pueden destacarse: tecnología de base dominante en eficiencia energética y emisiones; menor coste de inversión; y, períodos de construcción y puesta en funcionamiento más cortos. Incluso a pesar del importante incremento experimentado por el precio del petróleo, al que está indexado el precio del gas natural, que ha pasado de 12,73 dólares/barril en 1998 a 54,50 en 2006, los nuevos proyectos de inversión siguen escogiendo este tipo de tecnología.

En segundo lugar, las empresas han dedicado importantes recursos financieros al desarrollo de energías renovables. Tanto las primas y subvenciones concedidas por la administración central como las políticas activas de fomento de energías renovables

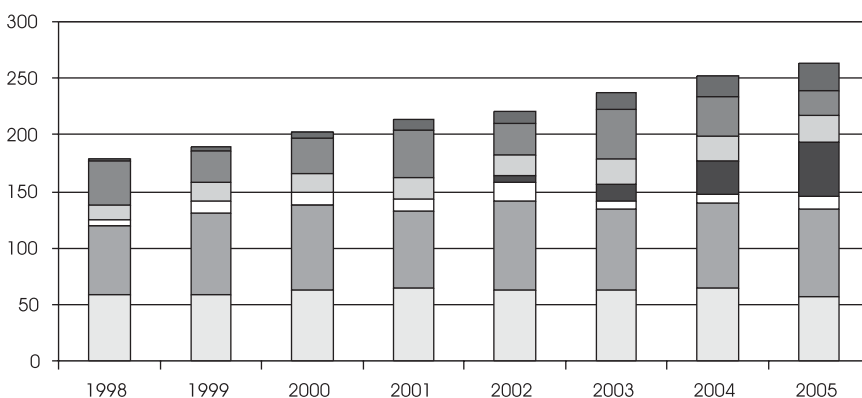


GRÁFICO 3
ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA PARA EL PERÍODO 1998-2005. SISTEMA PENINSULAR

Producción (GWh)

- Nuclear
- Carbón
- Ciclo combinado
- Fuel-gas
- Cogeneración
- Hidráulica
- Otras ER

FUENTES:
 Información básica de los sectores de la energía (CNE), y el sistema eléctrico español (REE):

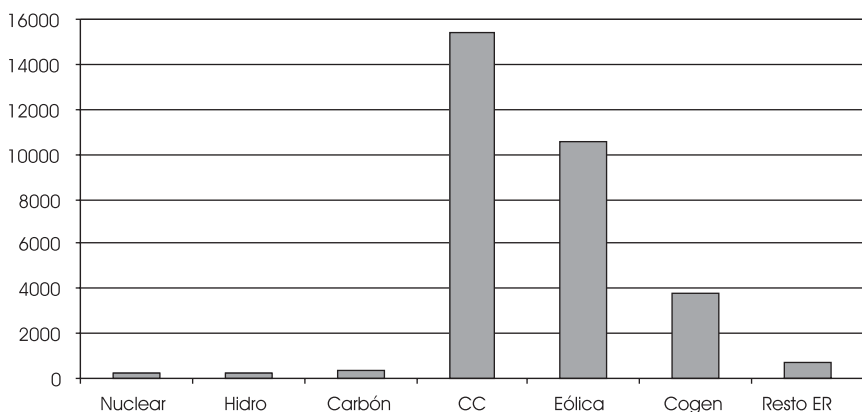


GRÁFICO 4
NUEVA POTENCIA INSTALADA POR TIPOS DE TECNOLOGÍAS DURANTE EL PERÍODO 1998-2005

Nueva Pot. Inst. (MW)

FUENTE:
 El sistema eléctrico español (REE).

de algunas Comunidades Autónomas han contribuido a este crecimiento, destacando sobre todas la energía eólica que ha situado a España en el segundo lugar a nivel mundial en cuanto a potencia eólica instalada, sólo superada por Alemania.

Por otra parte, observando las bajas de equipos eléctricos producidos en el periodo 1998-2006 (véase gráfico 5), a pesar de que muchas centrales han llegado al final de su vida útil, los incentivos introducidos por la legislación eléctrica han ralentizado el cierre de muchas centrales y ha impulsado el desarrollo de renovaciones técnicas de otras muchas que alarga su vida útil (3). De hecho, durante este periodo sólo se han dado de baja 1749 MW de energía térmica, esencialmente centrales de fuel-oil, y 160 MW de energía nuclear, con el cierre de la planta José Cabrera.

PRINCIPALES INSTRUMENTOS REGULATORIOS QUE ESTÁN CONDICIONANDO EL MIX TECNOLÓGICO ESPAÑOL ↴

La regulación del mercado eléctrico español está influyendo en la configuración del mix tecnológico de generación a través de la introducción de diferentes

instrumentos y políticas que afectan a las decisiones de inversión empresariales. Algunos de estos instrumentos tratan de corregir imperfecciones del mercado eléctrico, y en este sentido complementan razonablemente las fuerzas del mercado. Otros, sin embargo, ya sea por su diseño erróneo o bien por carecer de justificación económica alguna, están condicionando negativamente el proceso de toma de decisiones de los agentes y dificultando un funcionamiento eficiente del mercado.

En primer lugar, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, configura el denominado «Régimen Especial» conformado por las tecnologías de generación que utilizan las energías renovables, los residuos y la cogeneración, con una potencia instalada menor o igual a 50 MW, las cuáles reciben un tratamiento jurídico y económico diferenciado respecto al resto de instalaciones (4). En particular, se abre la posibilidad de que la retribución de estas instalaciones se complemente con una prima en función de su contribución a la mejora del medio ambiente, ahorro de energía primaria y eficiencia energética. Con este mecanismo se trata no sólo de favorecer la sustitución tecnológica en favor de

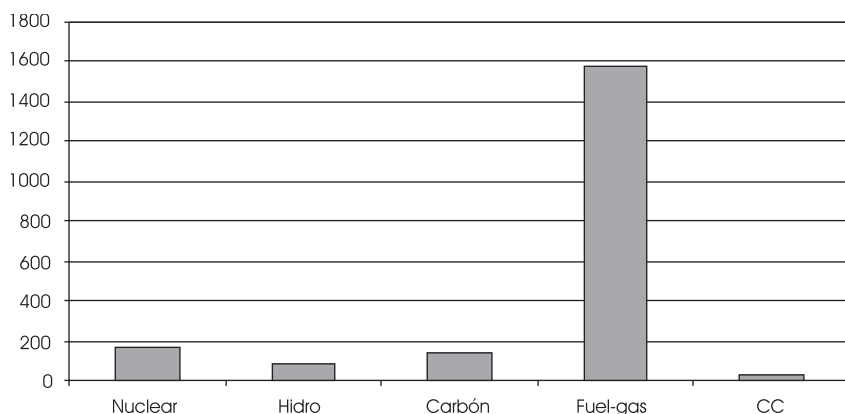


GRÁFICO 5
BAJAS EN EL EQUIPO DE
GENERACIÓN DURANTE EL
PERÍODO 1998-2005

Bajas Pot. Inst. (MW)

FUENTE:
El sistema eléctrico español (REE).

tecnologías menos contaminantes, sino también reducir la dependencia exterior fomentando la inversión en fuentes autóctonas de producción de electricidad.

En 1999 España reforzó esta política articulando el Plan de Energías Renovables (PER) para el período 2000-2010, recientemente actualizado con el PER 2005-2010, con el objetivo de impulsar el crecimiento de las energías renovables y conseguir, en sintonía con las Directivas Europeas, que dichas energías puedan cubrir cuando menos el 12% del consumo de energía primaria en 2010. Esta política está consiguiendo buenos resultados. De hecho se ha pasado de 2.166 MW de potencia instalada (excluyendo la gran hidráulica) en 1998 a 12.497 MW en 2005. Sin embargo, a pesar de este fuerte incremento, las energías renovables, incluyendo la gran hidráulica, cubrieron en el año 2005 solamente el 6,1% del consumo de energía primaria, todavía lejos del objetivo establecido, debido fundamentalmente al fuerte crecimiento de la demanda de los últimos años.

El PER está siendo acusado de promover una excesiva inversión en parques eólicos, con una distribución de beneficios sesgada hacia los inversores sin apenas transferencias a los consumidores. Por otra parte, la intensa inversión en parques eólicos está debilitando la garantía de suministro no sólo por los problemas de transporte sino también por hacer depender cada vez más el suministro de una fuente de energía variable y de difícil predicción.

Todos estos factores explican que en este momento se esté discutiendo la elaboración de una nueva normativa de remuneración para las energías renovables, la cual está recibiendo importantes críticas por parte de los inversores. La acusación se centra en la inseguridad jurídica y regulatoria, que incrementa el riesgo e incertidumbre en la inversión, y que reduce los incentivos y facilita la deslocalización de esas inversiones.

En segundo lugar, con objeto de cumplir el protocolo de Kyoto, España participa junto al resto de miem-

bros de la UE en el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones, para lo cual ha elaborado el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA) que determina la cantidad total de derechos de emisión y su asignación entre las empresas. Estos derechos vienen a reconocer un coste real, el daño al medioambiente, que no es considerado en la producción de energía eléctrica. Se trata, por tanto, de un mecanismo de corrección de la externalidad medioambiental ocasionada por las emisiones causadas en la producción de electricidad.

El efecto inmediato de esta medida ha sido, además del incremento del precio de la electricidad como consecuencia del incremento del coste de las centrales marginales, mayoritariamente plantas de fuel-gas, que tecnologías antes rentables (lignito) dejen de serlo en favor de tecnologías con un menor nivel de emisiones (gas natural). Es decir, se está promoviendo un reemplazamiento del parque de generación favorable con el medioambiente y más sostenible. Pero adicionalmente, esta política también ha impulsado mejoras tecnológicas de reducción de emisiones en las centrales instaladas, y reducciones en la producción de las centrales más contaminantes.

Al mismo tiempo, en un mercado marginalista como el español, como el precio de la electricidad viene determinado por el coste marginal de la unidad marginal, que normalmente es una central térmica, el precio incluirá el coste de los derechos de emisión(5). Como el precio es el mismo para todas las unidades de generación que queden casadas, aquellas centrales que no emiten o emiten menor cantidad de CO₂ (nuclear, renovables, ...) estarán recibiendo un beneficio adicional («windfall profits»), que no está justificado económica ni medioambientalmente. En el caso de que los derechos sean asignados gratuitamente, también las unidades marginales obtendrán un «beneficio adicional» igual al valor de los derechos de emisión utilizados (Sijm, *et al*, 2006).

Por otra parte, y en esta misma línea de corrección de externalidades, a partir de 2008 entrará en funcionamiento el nuevo Plan de Reducción de Emisiones (Real Decreto 430/2004), instrumento que impone límites a las emisiones de grandes plantas de combustión (SO₂, NO_x y partículas), y que tiene como objetivo básico acelerar el cierre de plantas altamente contaminantes, especialmente centrales térmicas que utilizan carbón nacional, además de condicionar la operación de las plantas que sigan operando.

Con las medidas aplicadas hasta el momento en el sector eléctrico español para corregir las externalidades medioambientales es esperable una reducción de emisiones respecto al nivel de 2003, pero en el largo plazo el fuerte incremento de la demanda dejará sin efectos las políticas actuales. Linares *et al.* (2007) estiman que solamente con un fortalecimiento de las políticas de emisiones (límite de emisiones más estricto y por tanto precios de emisiones más alto) junto con otras políticas como la promoción de energías renovables se pueden alcanzar mayores reducciones de emisiones y llegar, por ejemplo, a un nivel de emisiones próximo al de 1990.

El segundo tipo de medidas está referido a la garantía de suministro de largo plazo, incentivando un nivel de inversión suficiente para garantizar una adecuada cobertura de la demanda. Para ello se ha diseñado el concepto de *Garantía de potencia*. La justificación de este mecanismo es que en los nuevos mercados eléctricos liberalizados existe cierto consenso sobre la necesidad de complementar la señal del precio del mercado con un instrumento que favorezca, asegure y garantice una inversión suficiente en nueva generación, indispensable para evitar interrupciones costosas de suministro. La razón básica es que el beneficio marginal privado de un kW de nueva capacidad es claramente inferior al beneficio marginal social, por lo que las empresas eléctricas al no valorar el coste social de una pérdida de carga ejecutarán un nivel insuficiente de capacidad (Castro, *et al.*, 2001; Fabra, 2006; Fraser, 2003).

En teoría el concepto de garantía de potencia (pago de capacidad) debiera incrementarse paralelamente al precio marginal del sistema cuando el margen de reserva sea estrecho (períodos de alta demanda), reforzando la señal del precio para promover la inversión en nueva capacidad con mayor antelación con la que lo haría el mercado por sí solo. Con ello se evitarían interrupciones de suministro que pudieran causar importantes costes a los consumidores.

Sin embargo, el concepto de garantía de potencia del mercado español no ha sido correctamente diseñado y no está funcionando adecuadamente. En primer lugar, como demuestran Castro *et al.* (2001), en un contexto oligopolístico con una estructura de generación altamente concentrado, este mecanis-

mo es incapaz de promover el nivel de capacidad socialmente óptimo. En segundo lugar, no incentiva la disponibilidad real cuando es necesaria puesto que no penaliza por incumplimiento (la central simplemente no cobra el concepto de garantía de potencia durante esa hora pero sí en las demás horas). En tercer lugar, el pago no está condicionado ni a la tecnología (nivel de disponibilidad real) ni a al margen de reserva. En realidad este mecanismo debería otorgar una remuneración en función de la disponibilidad real, y tendría que variar con el margen de reserva del sistema, incrementándose cuando este sea pequeño, y reduciéndose cuando sea elevado. En cuarto lugar, concede ventajas a empresas establecidas (Fraser, 2003), que pueden manipular la disponibilidad de la capacidad para incrementar ingresos, y así hacer ofertas mejores. Finalmente, aplaza el cierre de instalaciones obsoletas, desincentivando la innovación tecnológica e incrementando la polución por mantener centrales más contaminantes. En conclusión, se puede decir que el mecanismo de «garantía de potencia» ha funcionado fundamentalmente como mecanismo de transferencia de rentas a los productores establecidos (6).

Una tercera línea de intervención en el mercado eléctrico español está dirigida a reducir el riesgo e incertidumbre de los nuevos inversores, por un lado diseñando instrumentos de gestión de riesgos más avanzados, y por otro lado, incentivando la contratación de largo plazo. Aunque la legislación española no impide la firma de contratos a plazo, casi la totalidad de la electricidad comercializada en España se realiza a través del mercado spot. Tal como señala Beato y Delgado (2005), la promoción y desarrollo de los mercados a plazo es una asignatura pendiente de la reforma del sector eléctrico español, y uno de los caminos menos traumáticos para introducir más eficiencia y competencia a la vez que se promueve inversión en nueva capacidad.

Algunas reformas impulsadas últimamente por el gobierno parecen encaminadas a solventar estas carencias, como por ejemplo el Real Decreto-Ley 5/2005 que trata de reconocer plenamente los mercados a plazo y acomodarlos con el resto de mercados. Asimismo, la eliminación de la discriminación existente en los pagos por garantía de potencia según la electricidad se negociara en el mercado spot o por medio de contratos bilaterales también ayudará a fomentar los segundos (7). En cualquier caso, todavía es necesario un cierto tiempo para que estos instrumentos sean desarrollados (8).

En cuánto al fomento de la competencia en el mercado eléctrico y la eliminación de cualquier posibilidad de ejercicio de poder de mercado, las autoridades reguladoras están combinando medidas de supervisión directa, simultáneamente con los órganos de defensa de la competencia, junto con medidas

de carácter estructural que tratan de impedir que cualquier operador disfrute de una excesiva cuota de mercado. En cualquier caso, a pesar de estas medidas, el sistema eléctrico español sigue estando altamente concentrado con dos operadores controlando más del 60% del mercado, y donde el estrecho margen de cobertura hace que cualquier operador pueda disfrutar de poder de mercado en periodos de alta demanda. De hecho, ya han sido varios los episodios en los que se ha sospechado de manipulación estratégica para elevar el precio marginal del sistema.

Para corregir esta situación el gobierno está introduciendo medidas de fomento de la competencia: incentivos a la contratación bilateral, ventas obligatorias de energía, relaciones de operadores dominantes, control de fusiones y absorciones, ampliación de mercados (Mibel), negociación de ampliación de las conexiones internacionales, etc... Sin embargo, sigue siendo necesaria una reforma importante del sector que impulse la entrada de nuevos oferentes eficientes y que consiga que el mercado transmita las señales apropiadas para la inversión en nuevas centrales.

El nivel y tipo de inversión en nueva capacidad también queda condicionado por la fijación de precios máximos en el mercado mayorista para evitar que los precios suban excesivamente cuando el margen de reserva sea muy reducido, o por manipulaciones estratégicas de los agentes. En España existe un «price cap» explícito de 18 c€/kWh en el mercado mayorista, pero durante mucho tiempo, los conocidos «Costes de Transición a la Competencia» (CTCs) determinaron de forma implícita un «price cap» de 3,606 c€/kWh. Fraser (2003) señala que este tipo de intervenciones puede detener la inversión puesto que destruye los incentivos a invertir y crea riesgo moral. Si los generadores creen que los consumidores van a ser protegidos por el gobierno cuando aparezcan altos precios, por otro lado necesarios para cubrir los costes fijos de las tecnologías de punta, los mercados no proporcionarán un nivel adecuado de nueva capacidad. Esto no significa que los precios máximos no sean útiles en algunas ocasiones, pero como mecanismo transitorio, sobre todo para evitar los beneficios derivados del ejercicio de poder de mercado.

Finalmente, la configuración del parque de generación español está siendo condicionada por la política energética desarrollada por los gobiernos tanto autonómicos y estatales como de la Comisión Europea. Por un lado a través de las *Primas al carbón nacional*, medida dirigida a la protección de la industria nacional (política industrial) a la vez que reducir la dependencia exterior. No obstante, esta medida incrementa el coste de producción y las emisiones contaminantes, y dificulta la sustitución tecnológica a favor de fuentes más eficientes y limpias.

Por otro lado, la *Moratoria nuclear*, que refleja que en España la inversión en energía nuclear está vetada socialmente, por lo que no será posible en el futuro contar con esta fuente de generación. Adicionalmente, los consumidores de electricidad españoles tienen que soportar los costes de las inversiones realizadas en las centrales nucleares que finalmente no entraron a producir. De todas formas, en el caso que eventualmente empiecen a aparecer apagones por problemas de suministro, es posible que se abra de nuevo el debate público, donde los consumidores estén más concienciados no sólo de sus inconvenientes sino también de sus ventajas.

Tampoco se pueden olvidar los efectos que sobre la política inversora de las empresas tiene el uso del sistema eléctrico como instrumento de la política económica. La utilización de los precios eléctricos para contener el proceso inflacionista (rebaja de tarifas del 28% en términos nominales durante el período 1997-2004), así como la inadecuada atribución de costes a los distintos tipos de consumidores en las tarifas, está falseando totalmente las señales que emite el mercado, tanto para los consumidores que no ven la necesidad de una reducción significativa en su consumo energético, como para las empresas eléctricas, que ralentizan sus planes de inversión con el consiguiente riesgo para la garantía de suministro (9).

CONCLUSIONES ↓

El diseño, creación y desarrollo de un mercado en una industria tradicionalmente planificada de forma centralizada es una labor compleja y difícil. No sólo es necesario definir las reglas de funcionamiento que permitan alcanzar de forma eficiente los diferentes objetivos a través del libre juego de los agentes, sino también se tiene que facilitar el aprendizaje en la toma de decisiones de dichos agentes. Esto exige organizar un período de transición que permita conocer los problemas de funcionamiento, y arbitrar las medidas que contribuyan a su mejora. En ese tiempo inevitablemente se propondrán intervenciones inadecuadas, se modificarán mecanismos de forma incorrecta, y se olvidarán mecanismos necesarios. Pero los reguladores no deben olvidar que el objetivo es encontrar el diseño de mercado que posibilite alcanzar resultados socialmente óptimos.

En el diseño del mercado eléctrico español los reguladores han implementado medidas de carácter muy diverso. Por un lado se ha apostado por el mercado como mecanismo de asignación ideal, pero por otro lado, no parecen haberle concedido demasiada confianza. Así, estamos asistiendo continuamente a cambios, unas veces acertadamente en la dirección de corregir posibles imperfecciones, pero otras veces distorsionando y restringiendo las señales emanadas del mismo.

En este sentido, la influencia sobre la configuración del parque de generación ha sido continua, y no siempre adecuada. Así, a pesar de disponer actualmente de un margen de reserva razonable, el sistema presenta algunas debilidades importantes. En primer lugar, se ha incentivado en exceso la inversión en tecnologías con reducido nivel de disponibilidad. En segundo lugar, la nueva inversión en tecnologías convencionales se ha dirigido exclusivamente a centrales de gas natural. Todo esto puede poner en peligro la garantía de un suministro en el medio plazo. En tercer lugar, algunos mecanismos como la garantía de potencia o los CTCs han dificultado la sustitución tecnológica necesaria para cumplir el objetivo declarado por la Comisión Europea de conseguir un sistema energético sostenible, competitivo y seguro.

Es necesario un esfuerzo por fortalecer el mercado y complementarlo con mecanismos que faciliten su funcionamiento. En este sentido las medidas de reducción de poder de mercado de las empresas establecidas, el desarrollo de mercados financieros y el fomento de la interconexión internacional van en dirección adecuada. Solamente cuando los elementos estructurales básicos del mercado estén consolidados se podrá tener confianza en los resultados derivados de la libre interacción de los agentes.

(*) Este trabajo se ha beneficiado de la investigación desarrollada por el proyecto SEJ 2005-07913, financiado por el M^e de Educación y Ciencia y el FEDER. Agradezco los comentarios de Eduardo L. Gimenez-Fernández. Cualquier error es responsabilidad exclusiva del autor.

NOTAS ↴

- (1) Como indica Fabra, 2003, pág. 155: «...Todas la tecnologías están obligadas a coexistir y a concurrir en la garantía de abastecimiento y el abastecimiento mismo de una misma demanda».
- (2) Actualmente está en desarrollo una nueva tecnología de carbón limpio con un menor nivel de emisiones: supercrítica, ultrasupercrítica, gasificación de ciclo combinado y gasificación con pilas de combustible, centrales de captura y almacenamiento de CO₂. En el futuro pueden desbancar al ciclo combinado como tecnología convencional de inversión preferente.
- (3) Endesa acaba de anunciar la puesta en marcha de un proyecto para la modernización de las turbinas de vapor de sus centrales de carbón peninsulares, lo que permitirá ampliar su vida útil en unos 25 años (véase El Economista de 22 de mayo de 2007).
- (4) En realidad el régimen especial lleva siendo regulado en España desde el año 1980, año en el que se promulgó la Ley 82/1980 de conservación de la energía, motivada por la necesidad de hacer frente a la segunda crisis del petróleo, y que buscaba mejorar la eficiencia energética y reducir la dependencia de las importaciones.
- (5) Esto es así con independencia de si los derechos de emisión son o no asignados de forma gratuita. En el segundo caso entrarían como un coste incurrido igual al coste del derecho de emisión, y en el primero como un coste de oportunidad dado que la empresa siempre tiene la opción de vender sus derechos en el mercado de emisiones.
- (6) Actualmente el Consejo de Reguladores del MIBEL está estudiando la reforma del concepto de garantía de potencia, para lo cuál ha realizado una consulta pública a los agentes afectados (empresas, consumidores...) acerca de una propuesta sobre un mecanismo de garantía de suministro de energía eléctrica.
- (7) Otras medidas que inicialmente fueron planteadas para fomentar la contratación bilateral, como el Real Decreto-Ley 3/2006 que asimila a contratos bilaterales la energía casada que es producida y adquirida por sujetos del mismo grupo empresarial, han terminado distorsionando negativamente el funcionamiento del mercado (véase Fabra, 2006).
- (8) El mercado de futuros y forward de electricidad más desarrollado en el mundo es el del NordPool que ha tardado varios años en desarrollarse (Fraser, 2003).
- (9) En un informe de la Comisión Europea elaborado por la Dirección General de Competencia, se señala a las tarifas eléctricas como la principal causante de la preocupante falta de capacidad de generación que está padeciendo el sector eléctrico español, al estar fijadas por debajo de los costes reales de las empresas, y ser incapaces de ofrecer «adecuadas» señales de inversión.

BIBLIOGRAFÍA ↴

- ARROW, K. J. y DEBREU, G. (1954): «Existence of an equilibrium for a competitive economy», *Econometrica*, julio.
- BEATO, P. y DELGADO, J. (2005): «La liberalización del Sector Eléctrico en España ¿Un proceso Incompleto o Frustrado?», *Información Comercial Española, ICE*, n.º 826, pp. 259-283.
- CASTRO-RODRÍGUEZ, F.; MARÍN, P. y SIOTIS, G. (2001): «Capacity Choices in Liberalised Electricity Markets», CEPR Discussion Paper, 2998.
- COM (2001): *Hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético*. Libro Verde de la Comisión Europea, COM(2000) 769 final.
- FABRA, J. (2003): *Un mercado para la electricidad: ¿liberalización o regulación?*, ed. Marcial Pons, Madrid.
- FABRA, N. (2006): «El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la Ley del sector eléctrico», en García Delgado, J. L. y Jiménez, J. C. (directores), *Energía: Del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva*, Comisión Nacional de Energía, Thomson Civitas.
- FRASER, P. (2003): *Power generation investment in electricity markets*. International Energy Agency, OECD, París.
- GREEN, R. (2007): «Carbon tax or carbon permits: the impact on generators' risk», Institute of Energy Research, University of Birmingham.
- IEA (2004): *World Energy Investment Outlook*, International Energy Agency, París.
- LINARES, P.; SANTOS, F. J. y PÉREZ-ARRIAGA, J. I. (2007): «Scenarios for the evolution of the Spanish electricity sector: Is it on the right path towards sustainability?», Mimeo.
- MIN (2004): *La Energía en España*, Secretaría General de Energía, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- OREN, S. S. (2004): «Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets», University of California Energy Institute.
- ROQUES, F. A.; NEWBERY, D. M. y NUTTALL, W. J. (2006a): «Fuel mix diversification incentives in liberalised electricity markets: a Mean-Variance Portfolio Theory Approach», Mimeo, University of Cambridge.
- ROQUES, F. A.; NEWBERY, D. M.; NUTTALL, W. J.; de NEUVILLE, R. y CONNORS, S. (2006b): «Nuclear Power: a Hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices?», *The Energy Journal*, vol. 27 n.º 4, pp. 1-23.
- SIJM, J.; NEUHOFF, K. y CHEN, H. (2006): «CO₂ Pass Through and Windfall Profits in the Power Sector», *Climate Policy*, vol. 6 n.º 1, pp. 47-70.