

TRATAMIENTO DIFERENCIADO DE TECNOLOGÍAS

¿POR QUÉ SURGE ESTA IDEA?

Desde hace ya algún tiempo, están surgiendo en España (aunque no en otros países) debates sobre ideas “novedosas” tales como *crear mercados separados por tecnología de producción* (en contraposición a un único mercado en el que participan todas las tecnologías) o establecer *tasas ad-hoc sobre determinadas tecnologías*. El problema que con estas propuestas se pretendería solucionar es la *existencia de un déficit de tarifas significativo y recurrente* (ver [Déficit de tarifas](#)). Sin embargo, en estas propuestas *subyace una intención de involución en contra del mercado y a favor de mecanismos de intervención contrarios a las directrices liberalizadoras incluidos en la legislación española y comunitaria*.

El déficit de tarifas se ha creado no porque haya diferentes tecnologías en el mercado de producción, sino porque durante los últimos años *no se ha reflejado en las tarifas reguladas el precio de la energía en el mercado*. La razón para no hacerlo ha sido a) *la utilización de la tarifa eléctrica como instrumento de contención de la inflación*, y b) *el coste político que para el regulador suponen los incrementos de tarifas* (especialmente cuando estos han de ser significativos debidos a una situación internacional de precios de los combustibles creciendo significativamente). Bajo esta dinámica de retrasar la solución del problema real se ha llegado a la situación actual, en la que *el diferencial entre tarifas y precios del mercado es muy elevado*:

- El déficit tarifario esperado para 2008 se sitúa en torno a los 5.000 millones de €.
- El ajuste en las tarifas reguladas que sería necesario acometer en la actualidad para que éstas reflejaran los precios del mercado eléctrico se estima en cerca de 20%.

Sin embargo, los postulantes de las ideas anteriores achacan el déficit de tarifas a causas diferentes de las descritas. Más concretamente:

- *El precio de mercado no es creíble* – los generadores ejercen poder de mercado (ver [Competencia y poder de mercado](#)), por lo que los precios del mismo son excesivos y, por ello, se origina el déficit tarifario.
- *Algunas tecnologías de generación obtienen beneficios excesivos* – estos beneficios tendrían la condición de “windfall profits” y deberían por ello ser detraídos (ver [Windfall profits y windfall losses](#)).

Es importante destacar que estos argumentos no se acompañan de evidencia que los soporten.

¿EL PRECIO DE MERCADO NO ES CREÍBLE?

En [Competencia en el mercado eléctrico](#) se muestra que el mercado español es competitivo. A modo de resumen:

- Salvo en los expedientes de comportamiento en el mercado de restricciones de generación (problemas debidos a un mal diseño del mercado),¹ no han existido expedientes acerca de posibles

¹ Ver, por ejemplo, los expedientes 552/02, 601/05 y 602/05 del Tribunal de Defensa de la Competencia. Estos expedientes fueron originados por un incorrecto diseño del mercado, el cual de hecho tuvo que ser modificado en 2005. El problema consistía en que se utilizaban las ofertas hechas por las centrales al mercado diario para resolver las restricciones. Dado que los costes de las centrales eran diferentes en ambos casos (básicamente porque operar en restricciones podría suponer

comportamientos anticompetitivos (acuerdos entre empresas, ejercicio de poder de mercado o actos desleales contra las empresas de generación o comercialización).

- Los precios en España tienen un nivel y un comportamiento similar al del resto de mercados europeos – señal de que reflejan los costes internacionales de los combustibles.
- La estructura del sector (concentración empresarial) es pro-competitiva, de hecho:
 - Evolución pasada y esperada a futuro positiva (HHI<2.000 y ningún agente con una cuota superior al 25% – valores que según la Comisión Europea hacen que sea muy improbable que existan problemas de competencia)
 - En el entorno europeo, esta estructura se sitúa entre las más competitivas.
 - Sectores económicos básicos percibidos como competitivos (gas natural, móviles, banda ancha, transporte público, etc.) muestran mayores niveles de concentración.
- Competencia en las tecnologías con capacidad de marcar precio de forma sostenible (fuelóleo, ciclos combinados, carbón).
- Sin de barreras de entrada significativas (ver [Barreras de entrada y atacabilidad del mercado](#)), lo cual estaría refrendado por la entrada de nuevos agentes en el mercado.
- Desincentivos a ejercer poder de mercado:
 - Cinco instituciones supervisoras de la competencia en el mercado (CNE, MITyC y CNC en España, ERSE y ADC en Portugal), además de las más recientes de las comunidades autónomas.
 - Significativo desarrollo de la contratación a plazo – desarrollo del mercado OTC, obligaciones de las empresas distribuidoras en el OMIP y subastas CESUR, obligaciones de EPEs sobre Iberdrola y Endesa (ver [Las subastas de emisiones primarias de energía en España](#), [Las subastas para el suministro a tarifa](#)).
 - Amenaza de entrada creíble como consecuencia de la inexistencia de barreras de entrada significativas.

A la vista de esto, y debido a la ausencia de evidencia en su contra, no resulta razonable asumir que el precio del mercado eléctrico español no sea creíble.

¿ALGUNAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN OBTIENEN BENEFICIOS EXCESIVOS?

Existe aparentemente la opinión generalizada de que las centrales hidráulicas y nucleares obtienen beneficios elevados debido a que:

- Reciben el precio de mercado (marcado por el coste de oportunidad de la última central casada – ver [Formación de precios en el mercado diario de electricidad](#)) mientras que sus costes variables son nulos, lo que hace que obtengan un margen elevado en el mercado.
- Estas centrales están totalmente amortizadas, por lo que dicho margen se convierte directamente en beneficio para la empresa.

Entre las razones por las que estas afirmaciones no son correctas se incluyen las siguientes:

- *La hidráulica no tiene un coste variable nulo.* Entre otros costes variables, las empresas que tienen hidráulica de bombeo incurrir en fuertes costes por adquisición de energía. Efectivamente, estas centrales compran energía en valle para producir en punta, con unas pérdidas de rendimiento del orden del 40% (ver [Tecnologías y costes de la generación eléctrica](#)). Así, a modo de ejemplo, si se compra energía para bombear 1 MWh a 50 €/MWh, ese MWh bombeado se convierte al turbinar en

arrancar la central, lo cual tiene un coste muy elevado), se introducía una distorsión a la hora de ofertar las centrales. De hecho, tanto la CNE como los agentes identificaron el problema al poco de crearse el mercado (1998), aunque éste no fue modificado por el MITyC hasta 2005.

únicamente 0,6 MWh. Para no incurrir en una pérdida se debe vender estos 0,6 MWh a un precio tal que recupere los 50 € de coste, por lo que dicho precio ha de ser al menos de 83 € - esto sin obtener rentabilidad alguna ni margen para la recuperación de los costes fijos.

- Por otro lado, *existe un número creciente de tasas y tributos que se aplican a estas tecnologías y que aumentan sus costes variables y fijos.*
- *La hidráulica no está totalmente amortizada y por lo tanto tiene unos costes fijos muy elevados.* En este sentido, se suele argumentar que la misma se construyó a principios de siglo pasado. Sin embargo, como se puede apreciar en la Tabla 1, una gran parte del parque de grandes centrales hidráulicas (centrales de más de 200 MW, que suponen el 52,2% del parque total hidráulico de Régimen Ordinario, con 16.657 MW) tiene una vida de menos de 35 años. Considerando una vida útil de 35 años para el equipo electromecánico y de 65 años para la obra civil, existiría aún una parte de la inversión muy significativa por amortizar.² Además, muchas de las unidades hidráulicas de menor tamaño del Régimen Ordinario y las unidades mini-hidráulicas del Régimen Especial fueron construidas en los últimos 30 años.

Tabla 1. Centrales hidroeléctricas en España de más de 200 MW

Central	Año de puesta en servicio	Potencia (MW)
Aguayo	1982	362
Aldeadávila I	1962	792
Aldeadávila II	1986	435
Belesar	1963	225
Bolarque	1973	208
Cedillo	1976	473
Conso	1975	228
Costés II	1988	280
Estany Gento-Sallente	1985	451
Guillena	1973	210
José M ^a Oriol (Alcántara)	1969	934
La Muela	1989	628
Mequinenza	1964	324
Moralets	1985	221
Puente Bibey	1964	285
Ribarroja	1967	263
San Esteban	1955	265
Saucelle I	1956	247
Saucelle II	1989	269
Soutelo	1994	206
Tajo de la Encantada	1977	360
Valdecañas	1964	225
Villarino	1970	810
TOTAL		8.701
TOTAL CON MENOS DE 35 AÑOS		4.331 (49,8% del total)

Fuente: UNESA.

- *La hidráulica no obtiene una rentabilidad elevada.* Se tiende a confundir tener ingresos unitarios elevados con tener una rentabilidad anual elevada. En primer lugar la rentabilidad dependerá de los

² Además de las inversiones pendientes de amortizar en unidades de menos de 35 años, hay que tener en cuenta las inversiones realizadas en el equipo electromecánico en las centrales de más de 35 años que siguen en funcionamiento.

costes que se tengan, que como se ha expuesto no son ni mucho menos bajos. Pero un hecho muy relevante, y que se suele olvidar, es que las hidráulicas producen muy poca energía en relación con su potencia instalada. De hecho, funcionan pocas horas al año. Es en esas pocas horas en las deben recuperar tanto el coste variable como el fijo. Así, aunque la gestión eficiente hace que esas pocas horas de producción se concentre en los momentos de mayores precios (en los que más coste ahorra al sistema al sustituir a centrales térmicas caras), el margen obtenido es necesario para cubrir la totalidad de los costes fijos y variables incurridos en el año. Por ello, el beneficio restante no sea excesivo. Es decir, confundir ingresos unitarios recibidos con ingresos absolutos es erróneo. Los ingresos absolutos se obtienen multiplicando los unitarios por el número de horas y, en ese sentido, a diferencia de otras tecnologías que producen entre 5.000 y 8.000 horas al año, la hidráulica tiene unas horas de utilización de su potencia por debajo de las 1.500 horas.

- Por todo lo anterior, *el paradigma de la alta rentabilidad de la hidráulica es falso debido a unos costes muy superiores a los comúnmente percibidos y a unos ingresos absolutos mucho menores que los unitarios recibidos cuando operan.*
- En lo que respecta a las centrales nucleares, éstas tienen unos *costes variables que han crecido significativamente en los últimos años*. Entre estos se encontrarían el precio del propio combustible nuclear (de 7 \$/lb en 2000 a cerca de 100 \$/lb en 2008)³, los correspondientes a la segunda parte del ciclo del combustible nuclear,, así como el incremento de diferentes tasas y tributos.
- *Las centrales nucleares no están totalmente amortizadas*. Como se puede observar en la Tabla 2, la construcción de las centrales nucleares es relativamente reciente en relación con la vida útil considerada (40 años). Así, un monto muy significativo de la inversión está aún pendiente de ser amortizada (eso sin considerar las más recientes inversiones en extensión de vida útil acometidas por las empresas que requieren importantes esfuerzos de inversión y formación en nuevos equipos humanos).

Tabla 2. Centrales nucleares en España

Central	Primera conexión	Potencia (MW)
Sª Mª de Garoña	1971	466
Almaraz I	1981	977
Almaraz II	1983	980
Ascó I	1983	1.033
Ascó II	1985	1.027
Cofrentes	1984	1.092
Vandellós II	1987	1.087
Trillo	1988	1.066
TOTAL		7.728

Fuente: UNESA.

¿CREAR MERCADOS ESPECÍFICOS PARA CADA TECNOLOGÍA?

En un mercado competitivo (ver [Formación de precios en el mercado al contado](#)):

- El “kWh” es un producto homogéneo, independientemente de la tecnología utilizada.
- El precio del mercado tiende hacia el *coste de entrada*, con independencia de su diseño (marginalista o “pay-as-bid”):

³ Ver Reuters (2008), “Strong demand to boost spot uranium price in 2008”, enero.

- Conforme la demanda va superando a la oferta, el precio medio del mercado se incrementa al haber mayor escasez de energía.
- Se producirá entrada de nueva generación cuando el precio del mercado sea igual al coste de la misma, o coste de entrada (condición necesaria para recuperar la inversión).
- El margen entre el precio y el coste variable (diferente del “coste de oportunidad” utilizado por las centrales para realizar sus ofertas) es lo que permite a una central recuperar su coste fijo.
- La amenaza de entrada elimina cualquier incentivo a ejercer poder de mercado (ver [Competencia y poder de mercado](#)).
- Cualquier distorsión a la formación de precios redonda en una menor eficiencia, en perjuicio de los consumidores

Frente al modelo de competencia en la actividad de generación existente en la actualidad, algunas líneas de pensamiento proponen que cada tecnología tenga su propio mercado, ya que la competencia entre ellas en un mismo mercado es lo que provocaría el beneficio excesivo de alguna de ellas (por ejemplo, una central nuclear recibiendo el precio de mercado, el cual es marcado por un ciclo combinado). Sin embargo:

- ¿Cuándo operarían, en qué orden y qué vínculos deberían establecerse entre los distintos mercados?
- ¿Cómo se determinaría la producción de cada tecnología en cada mercado de forma que se asegure el uso eficiente de los recursos? O lo que es lo mismo, ¿cómo asegurar que cada centrales produce lo mismo que lo que produciría en el caso de haber un único mercado para todas las tecnologías?
- ¿Cómo se eliminarían los arbitrajes entre los diferentes mercados, dado el hecho incuestionable de que al final el producto en todos ellos es el mismo?
- ¿Serían mercados marginalistas o “pay-as-bid”? Si marginalistas, ¿cómo recuperarían las centrales sus costes fijos? Y si son mercados “pay-as-bid”, ¿cómo se evitaría que centrales con costes fijos bajos pero con costes variables elevados funcionaran más horas que centrales con menores costes variables?
- Si las centrales hidráulicas compiten entre sí, ¿cómo se aseguraría el uso eficiente de la capacidad hidroeléctrica disponible en cada momento?, ¿cómo se utilizarían las centrales de bombeo?
- ¿Habría que discriminar las importaciones según su tecnología?
- ¿Cómo se asignaría la demanda entre los diferentes mercados? ¿Qué clientes podrían comprar en el mercado *barato* y cuáles tendrían que hacerlo en el *caro*?

Resulta difícil encontrar respuestas a las cuestiones anteriores que sean compatibles con los principios que emanan de las Directivas europeas sobre el Mercado Interior de energía y con la legislación vigente.

Por ello, un diseño de mercado eléctrico basado en mercados específicos por tecnología estaría sujeto necesariamente a un elevado grado de intervención (en línea marco regulatorio vigente con anterioridad a 1998 –Marco Legal y Estable) y supondría un paso atrás en el proceso de liberalización y desarrollo de los mercados de energía.

En realidad, cualquier diseño de mercado que resulte en precios diferentes para un kWh suministrado en la misma hora distorsionará las señales de inversión y de consumo, redundando en decisiones de inversión y consumo ineficientes, en perjuicio de los consumidores, en última instancia. De hecho, este planteamiento no se aplica en ningún otro mercado (no ya sólo el eléctrico) en donde también existen distintas tecnologías (o tecnologías con distinto grado de evolución) para producir un mismo bien, como puede ser el mercado del petróleo, por ejemplo.

¿IMPONER TASAS AD-HOC?

Otra de las ideas propuestas consiste en imponer tasas a aquellas tecnologías que estarían obteniendo beneficios percibidos como “excesivos”.

Para exponer los efectos de esta medida se propone el siguiente ejemplo. Supongamos dos empresas con un cash flow de 100 M€ generado por sus instalaciones existentes. Una decide reinvertirlo en una central nuclear o hidráulica basado en un marco regulatorio no expropiatorio, para mejorar sus procesos y alargar su vida útil y porque prevé que se beneficiará en el futuro a las empresas que no emitan. La otra empresa opta por invertir en telecomunicaciones. Si pasado el tiempo la primera ha acertado en sus previsiones y la administración considera que dicho acierto es un beneficio extraordinario y se expropian sólo las plusvalías que genera la nuclear o hidráulica, ¿no se está realizando un tratamiento asimétrico y discriminatorio al no expropiar las plusvalías de quien invirtió en telecomunicaciones, sector no sujeto a la súbita expropiación que se hace en el sector eléctrico?

Otra justificación de la propuesta se basa en la percepción, errónea, de que las inversiones en determinadas tecnologías (nuclear e hidráulica, principalmente) se realizaron en un contexto de planificación centralizada. En el momento en que se acometieron las inversiones en estas tecnologías, existía libertad de inversión por parte de las empresas entonces existentes, con lo que cualquier empresa podía invertir en capacidad de generación hidráulica o nuclear

Un problema adicional de este tipo de intervención es la distorsión de los incentivos de los agentes que invierten en un entorno de mercado, pues, salvo que se garantizara una rentabilidad determinada a posteriori, *¿qué justificación tendrían las inversiones en mejora de la explotación y prolongación de la vida útil de las centrales? ¿Qué incentivos tendrían los generadores en invertir en extensiones de vida y mejoras si no se les permite alcanzar beneficios con los que justificar dichas inversiones?*

Finalmente, en el caso de la generación hidráulica, otro argumento que trata de justificar la medida impositiva es la percepción, errónea, de “agotamiento” de la tecnología; esto es, la imposibilidad de invertir en nueva capacidad de generación hidráulica por falta de ubicaciones para nuevos embalses, etc. Sin embargo, ésto no es necesariamente cierto. Recientemente, en Portugal se ha anunciado un concurso para construir hasta 2.000 MW de capacidad hidráulica regulable. En España, las empresas han anunciado (y están invirtiendo en) incrementos significativos de la capacidad de generación con unidades de bombeo y de la capacidad de instalaciones mini-hidráulicas para los próximos años.

Este tipo de actuaciones regulatorias se encuadran en el ámbito de los “windfall profits” (ver [Windfall profits y windfall losses](#)), los cuales llevan a una economía altamente intervenida e inevitablemente ineficiente, ya que se desincentiva la toma de riesgos, la innovación y la productividad (cualquier tipo de ganancia de eficiencia corre el riesgo de ser confiscada por el regulador, por lo que los inversores pierden los incentivos a perseguirlas).

En último término, este tipo de actuaciones inevitablemente daña la percepción de riesgo regulatorio / seguridad jurídica no sólo de la actividad directamente afectada, sino del conjunto de actividades económicas, lo que eventualmente repercute sobre la valoración del riesgo país.