

La regulación vigente del mercado de la electricidad y algunas alternativas regulatorias



Jorge Fabra

Economista y Doctor en Derecho

Presidente de Economistas frente a la crisis

Resumen

El alto precio de la electricidad en España es debido a una regulación retributiva inapropiada. El diseño de los mecanismos implantados para fijar el coste de la electricidad no revela el coste del mix energético sino el precio fijado en un mercado “solo energía” por centrales térmicas de gas y carbón. Ese precio es insuficiente para cubrir los costes medios de las centrales renovables y de las centrales térmicas. Pero si es insuficiente para unas centrales, es, sin embargo, excesivo para otras. La situación es tal, que puede afirmarse, que el alto precio de la electricidad y el Déficit Tarifario son debidos a las energías baratas y no a las caras.

Palabras clave

Competencia por el mercado; WindFall Profits; Primas y pagos por capacidad; libertad de entrada; subastas

Abstract

The high price of electricity in Spain is due to inappropriate price regulation. The design of mechanisms to establish the cost of electricity for consumers does not reflect the cost of the energy mix but the price established in an “energy only” market for coal and gas thermal power plants. This price is insufficient to cover the average costs of renewable plants and thermal power plants. However, while this is insufficient for certain power plants, it is seen to be excessive for others. The situation is such that it may now be stated that the high price of electricity and the Tariff Deficit are the result of the cheap energies rather than the expensive energies.

Keywords

Market competence; windfall profits; capacity payments and premiums; freedom of entry; auctions

Elementos básicos de la regulación eléctrica

La actual regulación del Sector Eléctrico Español, vigente desde 1997, tiene uno de sus principales soportes en el mercado spot de la electricidad, un mercado solo energía imperfecto. Imperfecto porque su regulación establece un límite al alza de los precios y en compensación complementa esos precios con pagos regulados. De esta manera, la retribución de la energía eléctrica es una combinación de precios de mercado y de precios administrados que actúan siempre como complemento de los primeros. Se trata en definitiva del reconocimiento de que el mercado, tal y como está regulado desde 1997 por la Ley del Sector Eléctrico LSE 54/97, no cubre suficientemente los costes de algunas centrales eléctricas cuya tecnología es necesaria por distintas razones en las que ahora no entraremos. Pero como veremos además, en ese mercado participan también centrales cuya tecnología es inaccesible a nuevos entrantes y, por consiguiente, indemne a los ajustes que la competencia produciría sobre sus rentas.

El mercado spot constituye un sistema de optimización de costes variables (materias primas o fuentes energéticas primarias) que garantiza que habiendo centrales paradas con costes variables bajos ninguna central con costes variables más altos estará acoplada a la red (este principio general puede ser obviado por razones de seguridad del suministro cuya responsabilidad es del Operador del Sistema REE).

La diversidad de tecnologías necesarias para cubrir la demanda y la diversidad de costes variables que esto implica, se traduce en que entre el 60 % y el 90 % de todas las centrales existentes (dependiendo de la estacionalidad de la demanda –valle, llano, punta–) oferten en este mercado de “solo energía” a precio cero. Es decir son “precio acep-

tantes” porque sea cual sea el precio del mercado tendrán interés en producir. Solo las centrales térmicas convencionales (carbón, fuel y gas) se disputan, con los precios de sus ofertas, el acoplamiento a la red para cubrir las últimas unidades de demanda no cubiertas por las centrales “precio ofertantes” o estructuralmente inframarginales. Es decir, en el mercado spot solo compiten, aunque todas oferten, las centrales térmicas. En este mercado participan todas las centrales –aportando la liquidez de toda su energía– pero el precio al que son retribuidas se dirige en una disputa competitiva entre solo pocas unidades térmicas.

Pero estas centrales que compiten en precio, además de percibir el precio del mercado que finalmente ellas mismas fijan, perciben unos complementos administrativos o primas que reciben el nombre de pagos por capacidad que son fijos e independientes de su producción. Estas primas son denominadas incentivos a la inversión para las centrales de gas y pagos por disponibilidad para las centrales de carbón importado. Las centrales de carbón nacional tienen cantidades y precios protegidos por el BOE según una metodología desconocida. Esta es una de las razones por las que hemos denominado como imperfecto al mercado solo energía regulado por la mencionada LSE.

Entre las centrales que ofertan a precios cero se encuentran, típicamente, las centrales nucleares y las centrales renovables (son precio aceptantes o estructuralmente inframarginales) porque tienen la seguridad, como ya hemos señalado, de que el precio que fijen las centrales térmicas serán muy superiores a sus costes variables y retribuirán todos o parte de sus costes medios y siempre por encima de sus costes variables. Pero también estas centrales, además de percibir el precio del mercado, perciben adicionalmente unos complementos administrativos o primas que reciben diferentes nombres: las primeras, las nucleares, han percibido unas primas denominadas pagos por capacidad, que fueron fijos e independientes de su producción hasta su desaparición en 2009 en que fueron suprimidos; las segundas, las renovables, reciben unas primas con diferentes apellidos: eólicas, fotovoltaicas, biomasa etc. variables con su producción y que se determinan por la diferencia entre la tarifa que a cada tecnología le ha asignado el BOE y el precio que perciben del mercado. Como este es volátil, las primas renovables también lo son en la dirección contraria. Es decir, sea cual sea el precio de mercado las renovables perciben, cada una de ellas, su correspondiente tarifa por cada MWh producido.



La producción hidroeléctrica presenta características especiales. Su producción a plena potencia está en una media de poco más de 2.000 h al año y puede elegir el momento de producir a lo largo de las 8.670 horas del año sin perder producción porque con sus embalses tienen capacidad de regular el momento de producir sin perder la fuerza potencial cinética del agua ¿Qué horas eligen los diferentes aprovechamiento hidroeléctricos para producir? Eligen las horas en las que esperan sustituir las centrales de mayor coste variable ofertando a precios ligeramente inferiores a los costes variables de las centrales que sustituyen. De esta manera maximizan sus ingresos vía mercado y los del resto de las centrales acopladas en el momento en que marcan el precio. En ocasiones la hidroelectricidad es pivotal –es decir, no sustituye a ninguna central– y puede ofertar –con seguridad de ser casada– a precios muy elevados de los que también se beneficiarán el resto de las centrales acopladas

a la red. Pero estas centrales además de percibir el precio del mercado que ellas mismas fijan, también, como todas, perciben otros complementos llamados, inicialmente, pagos por capacidad –como era el caso de las nucleares– y ahora pagos por disponibilidad. En este caso, al contrario de lo que pasó con las nucleares, estos pagos –cuya metodología de cálculo el BOE no ha desvelado convincentemente– fueron restituidos en 2011 después de haber sido eliminados en 2009.

En los 15 años transcurridos ha habido diferentes cambios que no afectan a la filosofía del modelo retributivo vigente, pero sin entrar en detalles ni en la cronología de esos cambios en este momento, el resumen es el siguiente: todos los ingresos percibidos por las centrales en el mercado han sido complementados con pagos regulados fijados por el BOE sin que se conozcan los fundamentos de la metodología utilizada para la determinación de su cuantía.

Hemos mencionado los pagos regulados establecidos por el BOE casi todos hoy todavía vigentes. Pero en la reciente historia del Sector Eléctrico ha habido otros pagos regulados de importancia determinante que condicionan completamente el diagnóstico que pueda hacerse de la regulación vigente y cualquier propuesta de reforma que quiera plantearse: son los Costes de Transición a la Competencia CTC.

Los CTC fueron un complemento retributivo percibido por las empresas propietarias de las centrales existentes antes de la reforma de 1997 (LSE 54/97). Para cada una de ellas los CTC se calcularon sumando con su signo la diferencia entre el precio que se estimó fijaría el mercado en el futuro (36 € MWh) y el que las centrales de su propiedad tenían acreditado en el Marco Legal Estable MLE, conjunto de normas retributivas derogadas por la LSE. Esas sumas fueron diferentes para cada empresa porque cada empresa tenía centrales diferentes. La suma de las sumas para el conjunto del Sector significaron 8.660 M€, cifra máxima establecida por la LSE que de manera tajante prohibía que pudieran ser superados. Los CTC serían cobrados por diferencias. Es decir, si el mercado se situaba por debajo de 36 € MWh sus ingresos se complementaban vía BOE, si el mercado se situaba por encima de 36 €, la diferencia se consideraba CTC cobrados.

Puede comprenderse, por consiguiente, que fuera cual fuera el precio de mercado, las centrales históricas (nucleares

hidroeléctricas y térmicas convencionales) percibirían un precio completamente ajeno al mercado: 36€ MWh por los MWh producidos más 8.660 M€. El precio de mercado fue cuestión completamente irrelevante para la retribución de todo el parque histórico (es decir, para el existente en 1997) hasta junio (más o menos) de 2005. En esa fecha, con cinco años de adelanto respecto a las previsiones legales, las cinco empresas UNESA habían percibido todos los CTC's. Es decir, una indemnización de 8.660 M€ que les protegió de la incertidumbre que el cambio regulatorio traído por la LSE 54/97 introdujo en sus legítimas expectativas de retribución que tenían el amparo de las normas que esa Ley derogó. En ese momento (Junio 2005), la regulación retributiva de las centrales históricas –típicamente nucleares e hidroeléctricas– debió ser revisada porque sus costes de inversión habían quedado recuperados y sus costes de generación eran, presumiblemente, muy inferiores ya a los que tuvieron que ser protegidos por la LSE. Hubo un intento: el Libro Blanco de 2005/2006. Ese intento fue abortado por los intereses en presencia que se valieron del gran desconocimiento reinante en el Gobierno en materia de regulación eléctrica.

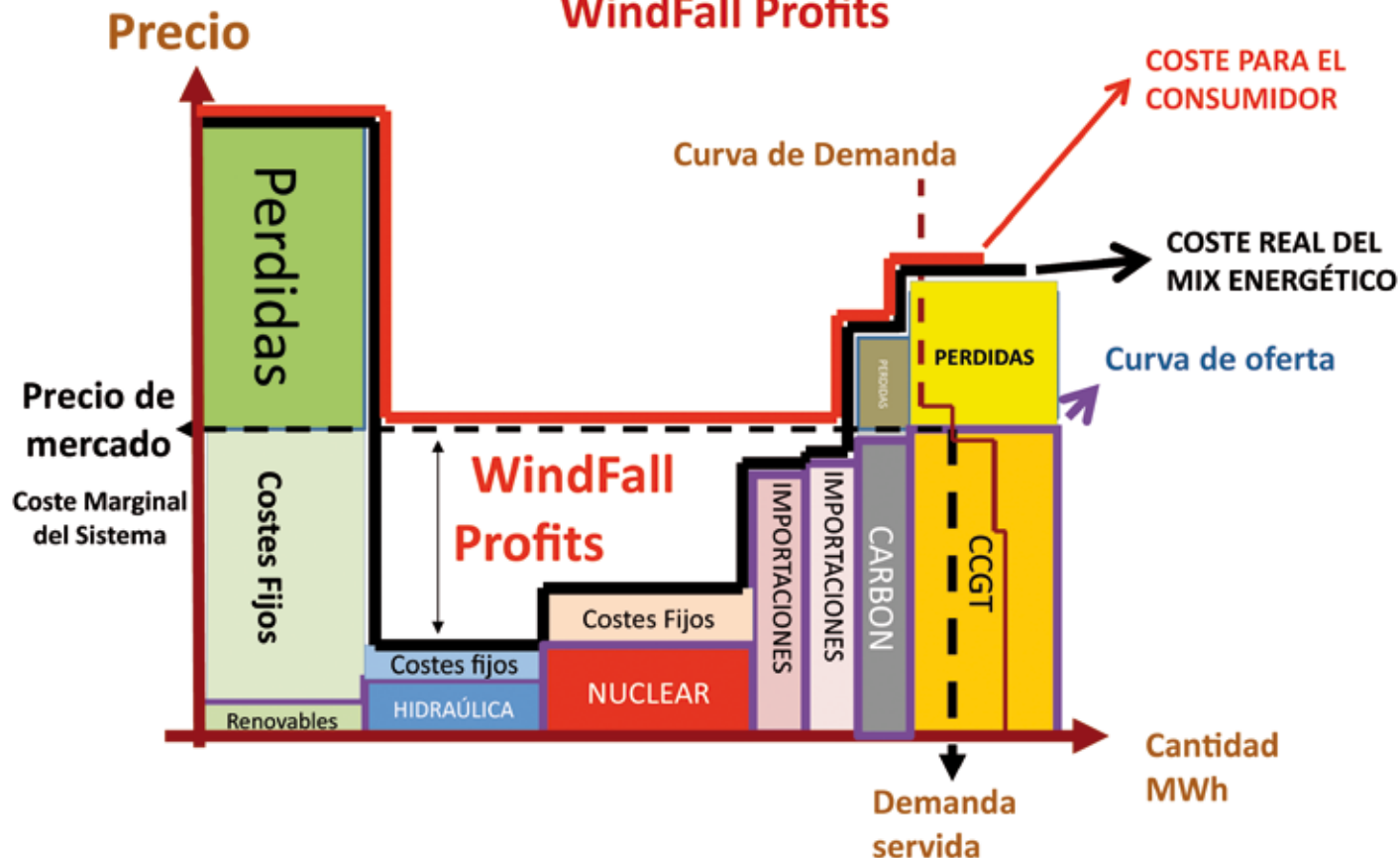
El problema es que, cobrada la indemnización de 8.660 M€ entre 1998 y 2005, vía precios de mercado y tarifa, por nucleares, hidroeléctricas y térmicas convencionales ¿qué había que hacer con estas centrales?, ¿retribuir las al precio fijado por las centrales térmicas marginales de gas y carbón suministrándolas beneficios imprevistos por sus inversores, mientras a las centrales de gas, de carbón y renovables se les retribuye el precio del mercado y se les compensa con primas administrativas las pérdidas que esos precios les suponen?

Eso es lo que el modelo vigente está haciendo. Es una envoltura que cubre las pérdidas de las centrales térmicas y de las renovables y los beneficios inesperados de las centrales nucleares e hidroeléctricas que el mercado no puede ajustar a tasas normales, ante la ausencia real de libertad de entrada en esos segmentos tecnológicos que las protege frente a la competencia.

La realidad es incontestable: la vigente regulación del Sector Eléctrico nos ha situado ante el caso más radical que nadie pueda imaginarse de socialización de pérdidas y privatización de beneficios.

El mercado que tenemos es pura ineficiencia: genera pérdidas y beneficios supra normales que es incapaz de ajustar.

El coste para los consumidores es la envolvente de las pérdidas y de los WindFall Profits



Sus precios no son los que los consumidores pagan por la energía ni los que reciben las empresas. Por la energía de unas centrales los consumidores pagan esos precios más lo que diga el BOE, y por la energía de otras pagan precios que el mercado no puede legitimar porque la competencia es inexistente.

Resultado: Tenemos el coste de electricidad más alto de la Unión Europea, la envolvente que cubre pérdidas y beneficios inesperados que la literatura económica denomina WindFall Profits o, en su traducción más común, beneficios caídos del cielo.

Pero sí hay alternativas

El mercado spot cumple una función: optimiza el consumo de recursos primarios energéticos. Hay que mantenerlo. Pero ese mercado no debe determinar –tampoco lo hace ahora– los costes para el consumidor ni los ingresos para las empresas. Ese mercado debe ser complementado no por precios administrados salidos de los laberintos del BOE

sino por un mercado de acceso al mercado spot. Es decir, la competencia en el mercado debe complementarse con la competencia por el mercado. Y este mercado son las subastas a las cuales acudirían los inversores en nuevas centrales ofertando la energía que esperan producir a un precio que sería la resultante de sumar o restar a los costes medios con los que esperan producir, los precios esperados del mercado spot en el que competirían.

Naturalmente, el diseño y modo de ofertar en estas subastas es cuestión de suma importancia, pero excede a la extensión de este artículo. Se trata tan solo de una cuestión técnica que puede resolverse de muy diferentes maneras. Es, en cualquier caso, tema menor desde el punto de vista del modelo regulatorio que aquí se ha apuntado.

Obviamente, el pasado es inmodificable. Pero la LSE lo modificó en contra de los consumidores generando beneficios inesperados para los propietarios de las centrales nucleares e hidroeléctricas y, su corolario, un aumento de los precios



En 100 años
prestando servicios
a los ciudadanos
hemos visto cambiar
muchas cosas,
la primera de ellas
al propio ciudadano.



En FCC diseñamos y construimos infraestructuras, recogemos, reciclamos y valorizamos residuos urbanos e industriales, limpiamos calles, cuidamos parques y jardines, mantenemos el mobiliario urbano y gestionamos el agua en 5.000 municipios de todo el mundo desde hace más de 100 años. Al principio éramos unos pocos preocupados porque millones de personas disfrutasen de un lugar mejor donde vivir. Hoy son esos millones de personas los primeros que se preocupan por crear un lugar mejor donde vivir.

Lo estamos haciendo juntos.

que hubieran seguido pagando los consumidores por esas centrales si no se hubiera producido un cambio de normas que les fue tan desfavorable.

¿Qué podría hacerse hoy respecto a esta cuestión? La respuesta es nada. Lo que ha pasado hasta ahora no puede ser retrotraído. Pero si podemos hacer alguna cosa pro futuro: podemos restablecer el equilibrio regulatorio roto por la LSE y sus normas de desarrollo entre empresas y consumidores. No se trata exactamente de volver al MLE. Se trata de identificar cuáles son los costes remanentes de la producción de nucleares e hidroeléctricas después de haber ingresado los CTC y 36 € MWh hasta 2005 y precios muy superiores a 36 € desde 2005 hasta hoy, y a partir de esos valores, establecer un sistema regulado de retribución semejante al que tienen otros activos eléctricos en los que la competencia tampoco es posible.

Después de implantada la LSE vigente, entre 1997 y el presente, las inversiones en centrales eléctricas han sido muy importantes. Se han centrado en centrales de Ciclo Combinado Gas Turbina CCGT y en centrales de muy diferentes tecnologías renovables. Estas inversiones fueron decididas y ejecutadas por los inversores confiando en las normas de un Estado de Derecho moderno como es España. Así es que, con independencia del juicio que nos merezca la calidad de las normas vigentes desde 1997 en sus diferentes versiones y desarrollo, tampoco podemos modificar, sin romper equilibrios debidos a la seguridad jurídica, los equilibrios contractuales implicados en toda regulación. Todo esto tiene una traducción muy difícilmente discutible: los cambios que deben hacerse no deben alterar el valor sustancial de las inversiones realizadas e, incluso, debieran restaurar los daños que han sido infligidos en los últimos cinco años a la seguridad jurídica bajo cuyo amparo no pocos inversores actuaron.

Así es que el pasado irá desapareciendo a medida que el futuro vaya aumentando su peso. No hay más remedio.

Pero el futuro sí es nuestro. Podemos construir una regulación autoconsistente que permita un desarrollo del Sector Eléctrico sostenible económica y medioambientalmente, capaz de contribuir de manera nada despreciable a la competitividad de la economía y al cambio del modelo productivo que nos ha traído hasta esta crisis. Y esa regulación es la que es capaz de dar respuesta a la realidad física de la electricidad: potencia (MW) y energía (MWh) creando un mercado de

potencia (las subastas) entrelazado con un mercado de energía (el mercado spot). Es decir, implantar la competencia por el mercado para acceder a la competencia en el mercado.

Como conclusión, menos BOE y más mercado; mas liberalización y menos desregulación. Los inversores serían los que fijarían el precio en competencia con sus competidores. El regulador establecería las reglas bajo las cuales los competidores compiten y fijan los precios. La libertad de entrada al mercado spot se mantendría intacta y competiría con la entrada a través de las subastas convocadas por el regulador cuyo resultado suministraría una retribución con márgenes estables (no confundir con precios fijos). Las opciones para producir electricidad estarían a disposición de todo tipo de inversores. Las barreras de entrada serían asumibles hasta el extremo de que cualquier ciudadano podría ser auto productor. Y el Gobierno podría desarrollar una política energética e industrial independiente de las presiones de los intereses en presencia.

Pero ¿qué política energética e industrial? La que decidan las urnas.

Hoy solo hay una posible: la que están decidiendo los grupos de interés más poderosos. **ROP**

