

Óscar Arnedillo Blanco\*

# LA TAREA DE REGULAR EL SECTOR ELÉCTRICO

*El objetivo de la regulación del sector eléctrico debe ser favorecer que funcione de forma eficiente, para maximizar el bienestar social. En el mercado mayorista, el regulador debe eliminar las distorsiones que afectan a los precios y las decisiones de los agentes. En las actividades de redes, debe diseñar un mecanismo de retribución que ofrezca a las empresas perspectivas razonables de recuperar los costes en los cuales incurren de forma prudente. En el mercado minorista, debe asegurar que el diseño de peajes refleje los costes marginales de suministro, reducir el alcance de las tarifas reguladas y proporcionar información a los consumidores.*

**Palabras clave:** empresas de servicio público, organización industrial, mercados, industrias reguladas.  
**Códigos JEL:** D4, L1, L2, L5, L9.

## 1. Introducción

En sus inicios, a finales del Siglo XIX y principios del Siglo XX, el suministro de energía era una actividad liberalizada, que en España desarrollaban empresas privadas con libertad de fijación de precios. A mediados del Siglo XX, los sectores energéticos pasaron a ser regulados por considerarse un servicio público. Sin embargo, poco a poco se ha concluido que, excepto en las actividades de redes (que son «monopolios naturales»), un funcionamiento en régimen de libre competencia asegura el suministro con menores costes para los consumidores que un sistema intervenido o con planificación centralizada.

Por ello, excepto en las actividades de redes, desde finales del Siglo XX la regulación se ha ido centrando cada vez más en los aspectos técnicos, dejando las decisiones económicas de inversión y producción en manos de operadores privados. Estos operadores tienen incentivos a ajustar su oferta a las necesidades de sus clientes y minimizar sus costes para maximizar sus beneficios, mientras que la presión competitiva hace que los ahorros de costes que consigan se vean reflejados en los precios y, con ello, se trasladen a los consumidores.

La liberalización de los mercados no implica que el regulador se desinterese de las decisiones de los operadores. Pero en la medida de lo posible, el regulador debe evitar intervenir con obligaciones o prohibiciones, sino mediante instrumentos de mercados e incentivos, y con la eliminación de obstáculos a la entrada de nuevos operadores. Y para permitir que el mercado

---

\* Director Gerente en NERA Economic Consulting.

El autor agradece los valiosos comentarios de un evaluador anónimo a una versión anterior de este artículo.

funcione de forma eficiente (es decir, con el mínimo coste), de forma coherente con la maximización del bienestar social, debe evitar la tentación de intervenir en los precios o en la rentabilidad de los operadores.

## 2. ¿Cuál debe ser el objetivo del regulador?

En España no existe una diferenciación nítida entre los ámbitos puramente regulatorios y políticos. En España es el Gobierno (o el Parlamento) el que detenta la mayor parte de las competencias regulatorias (entendiendo por tales la capacidad para imponer obligaciones, fijar retribuciones o cánones, diseñar incentivos, etc.). La autoridad nacional de regulación independiente (la CNMC) tiene, hoy por hoy, funciones básicamente consultivas y de supervisión.

Una primera consecuencia de esta situación es que decisiones que debieran ser puramente regulatorias se ven afectadas por consideraciones políticas. Quizás por ello, con frecuencia, las decisiones sobre la regulación del sector tienen en cuenta no las implicaciones sobre la eficiencia sino sobre la distribución de la renta (*i.e.*, quiénes son los «ganadores» y los «perdedores» de cualquier reforma, o la preocupación porque la transición ecológica o el diseño del mercado sean «justos»).

Esta interpretación del papel de los reguladores es comprensible, pero contraproducente. El motivo es que la preocupación por los efectos redistributivos lleva a que las decisiones se centren en el nivel de los precios o la rentabilidad de los generadores, en lugar de centrarse en que el suministro se desarrolle de forma eficiente.

En un mundo en el cual la información está diseminada entre muchos agentes, los precios son las señales que llevan al uso óptimo de los recursos (Hayek, 1954). Por ello, interferir con la formación de precios conduce a un uso subóptimo de los recursos y reduce la creación de riqueza.

Es fácil reducir lo que pagan los consumidores en un momento dado disminuyendo la retribución de las empresas, imponiéndoles impuestos, o poniendo topes en los precios que pueden cobrar. Pero si las

empresas no tienen perspectivas razonables de recuperar los costes en los cuales incurren para dar el servicio (incluido el coste de su capital), reducirán sus compras de combustible y sus inversiones, aun cuando estas hubieran sido eficientes. El resultado será un mayor coste y una menor calidad y seguridad de suministro, en perjuicio de los consumidores.

La redistribución de la riqueza se efectúa de forma más eficaz con impuestos sobre la renta o el patrimonio, o por medio de los servicios sociales, que por medio de intervenciones sobre los precios de la energía. Por ello, el objetivo de los reguladores en los sectores energéticos debe ser maximizar la eficiencia con la que empresas y consumidores toman sus decisiones. Y para ello, los reguladores deben dejar que las señales de precios cumplan su función, con independencia de los efectos redistributivos. Este objetivo se antoja inalcanzable mientras las decisiones regulatorias se encuentren en manos de políticos no especializados, cuyo horizonte de decisión puede alcanzar únicamente hasta el siguiente ciclo electoral, de tal modo que predominan las decisiones con efectos inmediatos y visibles, aun cuando sus efectos a medio y largo plazo sean perniciosos para los consumidores.

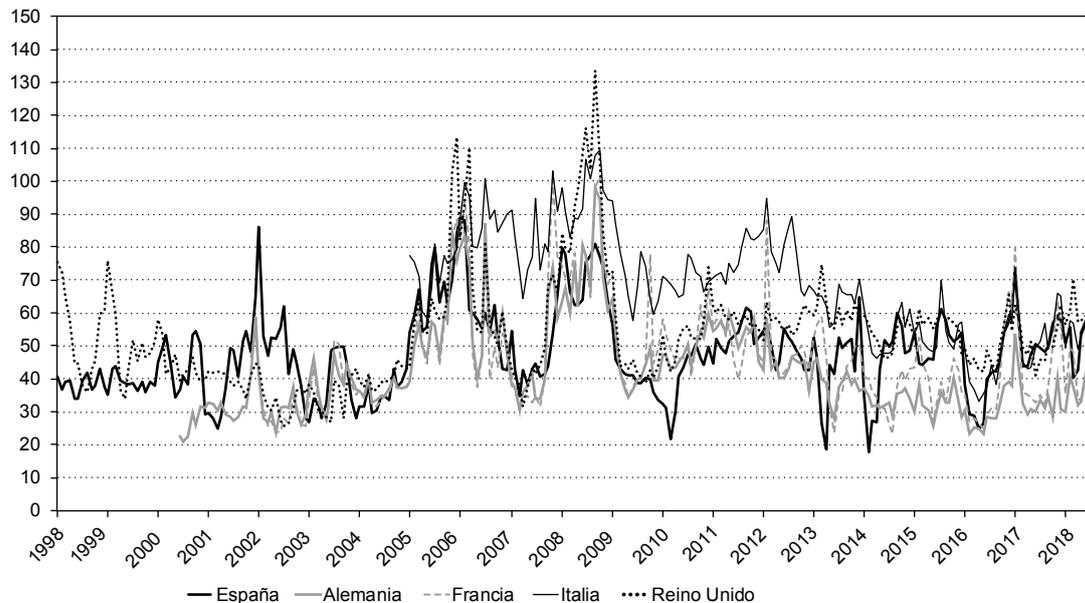
En consecuencia, se debe trasladar al regulador sectorial la potestad regulatoria y de diseño de mercados, incentivos y tarifas, y este debe desempeñar sus responsabilidades con el objetivo de maximizar la eficiencia (es decir, minimizar el coste) dentro de las restricciones de política energética que fije el Gobierno. Y si el Gobierno (no el regulador sectorial) considera que la distribución de la riqueza que resulta es «mejorable», debe corregirla a través de impuestos sobre la renta o el patrimonio, o con la mediación de los servicios sociales, pero no por medio de intervenciones en los precios o en la retribución de las empresas que operan en el mercado.

## 3. El mercado eléctrico en España

Cualquier debate sobre la regulación del sector eléctrico español se ve afectado por la percepción

GRÁFICO 1

COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS PRINCIPALES MERCADOS ELÉCTRICOS  
MAYORISTAS DEL ENTORNO DE ESPAÑA  
(Precios reales de 2018 en €/MWh)



FUENTE: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

negativa que los consumidores tienen sobre las empresas eléctricas. Según el Panel de Hogares de la CNMC de mayo de 2018<sup>1</sup>, el servicio de suministro eléctrico es el que más descontento ocasiona en los hogares, con un 20 por 100 de los hogares poco o nada satisfechos con este servicio. El 95 por 100 de estos hogares indica que el motivo principal de su insatisfacción es su elevado precio, que se encuentra entre los más altos de Europa.

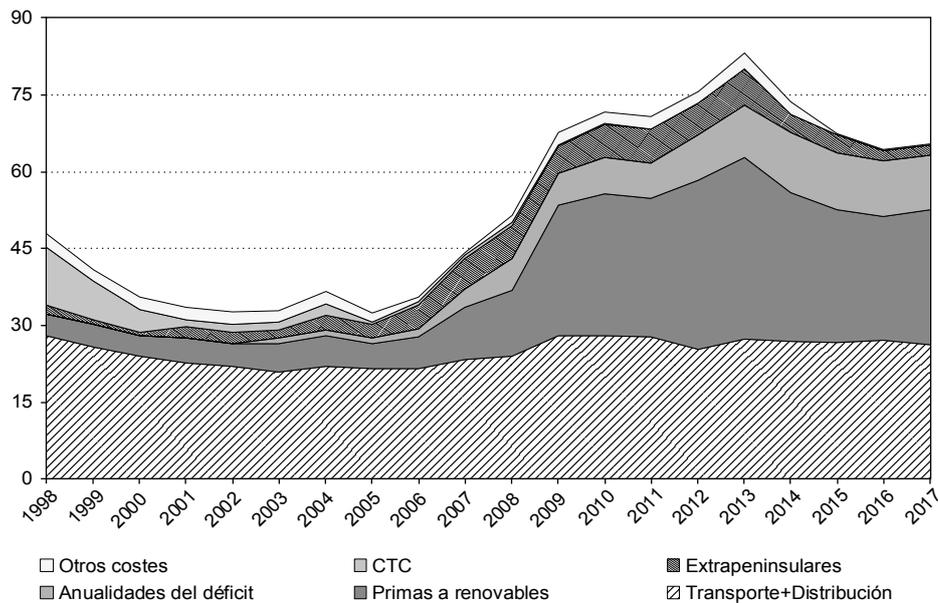
Por lo tanto, el descontento está directamente ligado al incremento del 60 por 100 que se produjo en las facturas de la electricidad para los consumidores domésticos españoles entre 2008 y 2012 (en el caso de los

consumidores industriales el incremento fue prácticamente la mitad), ya que hasta entonces el coste de las facturas se situaba por debajo de la media europea<sup>2</sup>. Sin embargo, tal como se muestra en el Gráfico 1, la causa de dicho incremento no se debe a que se haya incrementado el precio del mercado de generación. De hecho, la evolución del precio de dicho mercado se corresponde con la de mercados eléctricos de países de nuestro entorno. Es más, desde el año 1998 (cuando el mercado de generación fue liberalizado), el precio del mercado de generación en España se ha situado en media 2,2 euros por megavatio-hora (€/MWh) por debajo de la media de dichos mercados europeos.

<sup>1</sup> <https://blog.cnmc.es/2018/05/04/panel-de-hogares-cnmc-la-luz-y-la-banda-ancha-fija-los-servicios-peor-valorados/>

<sup>2</sup> EUROSTAT. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/ten00117>

**GRÁFICO 2**  
**EVOLUCIÓN DE LOS COSTES IMPUTADOS A LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN ESPAÑA**  
 (Precios reales de 2018 en €/MWh)



**FUENTE:** Elaboración propia con informes de la CNMC sobre las propuestas de Orden por las que se establecen los peajes de acceso, y liquidaciones del sistema eléctrico.

En el periodo 1998-2012, el precio del mercado de generación en España se situó 5,7 €/MWh por debajo de la media de dichos mercados, mientras que en el periodo 2013-2018 se ha situado 4,3 €/MWh por encima. Es decir, la competitividad relativa con respecto a esos mercados ha empeorado en unos 10 €/MWh desde el año 2013.

Naturalmente, hay muchos factores que influyen en el precio del mercado, pero sin duda gran parte de la explicación se encuentra en que desde enero de 2013 la actividad de generación soporta unos impuestos (creados por la Ley 15/2012) que, según la propia CNE (2013) —ahora CNMC—, incrementan el coste variable de las centrales de gas y de carbón en unos 8-10 €/MWh. Estos impuestos se reflejan en las ofertas de

los generadores y han incrementado el precio del mercado de generación en un 18 por 100 (Fabra, 2018)<sup>3</sup>.

Por otra parte, el Gráfico 2 muestra la evolución de los costes regulados cargados a la tarifa eléctrica desde el año 1998 (en precios reales, descontando la inflación). Como se puede observar, en ese periodo el coste de las redes de transporte y distribución de electricidad no solamente no se ha incrementado, sino que se ha reducido. El incremento se ha producido fundamentalmente en el coste de los apoyos a las energías renovables.

<sup>3</sup> En octubre de 2018, el Gobierno ha aprobado una exención a los impuestos sobre los combustibles utilizados en la generación de electricidad (0,65 euros/GJ) a las centrales de gas así como la suspensión —aunque solamente durante seis meses— del impuesto sobre la generación de electricidad (del 7 por 100).

El Gráfico 2 muestra que el incremento en los costes regulados se debe también al incremento en las «anualidades del déficit tarifario», pero este también tiene su origen en los apoyos a las renovables incurridos en los años 2008-2010, que no fueron recuperados en ese momento por la renuencia del Gobierno a incrementar las tarifas eléctricas para reflejar el incremento en el coste de dichos apoyos.

Por lo tanto, el incremento de las tarifas de los consumidores, especialmente de los residenciales, tiene su origen en la regulación y, más concretamente, en los impuestos de la Ley 15/2012 y el coste de los apoyos a las renovables que incrementan la factura un 61 por 100 con respecto a lo que de otro modo pagarían los consumidores (el impacto es mayor para los consumidores domésticos, y menor para los industriales)<sup>4</sup>.

Algunos analistas consideran que la entrada de renovables ha reducido el precio del mercado de generación (APPA, 2016), compensando así el incremento en coste de los apoyos. Es cierto que, *ceteris paribus* (para un nivel de capacidad de generación convencional dado), la entrada de cualquier tecnología inframarginal (*i.e.*, con un coste variable inferior al precio del mercado, sea renovable o no) reduce el precio del mercado, ya que desplaza la curva de oferta hacia la derecha. Sin embargo, la entrada de renovables desincentiva la entrada de generadores térmicos convencionales, de tal modo que resulta engañoso analizar su impacto manteniendo invariada la capacidad de generación convencional. De hecho, como se puede observar en el Gráfico 1, la fuerte entrada de renovables en el

período 2008-2013 no se ha traducido en una reducción del precio del mercado de generación español por debajo del precio de países de nuestro entorno.

#### 4. Propuestas de reforma en el sector eléctrico

Como ya se ha explicado, la regulación de los mercados debe perseguir la eficiencia y no tener objetivos de precio. Esto es especialmente relevante en un contexto en el cual la lucha contra el cambio climático va a conllevar una transformación de la manera en que se produce y se consume la energía, y las señales de precios deben guiar esa transformación para que esta se lleve a cabo con el mínimo coste para los consumidores.

La lucha contra el cambio climático y la descarbonización va a implicar un fuerte desarrollo de las fuentes de energía renovable que producen electricidad, por ser estas las de menor coste. Sin embargo, en la actualidad solamente un 24 por 100 de la energía se consume en forma de electricidad<sup>5</sup>, de tal modo que incluso si el 100 por 100 de la electricidad fuera de origen renovable, no se podrían alcanzar los objetivos de descarbonización necesarios para la lucha contra el cambio climático. No se puede descarbonizar el 80-95 por 100 del consumo de energía, tal como plantea la hoja de ruta de la Comisión Europea para 2050 (CE, 2011), actuando solamente sobre un 24 por 100 del consumo (la parte eléctrica). Por ello, es necesario fomentar el uso de la electricidad como fuente de energía final por parte de los consumidores, en un proceso que se denomina «electrificación de la economía».

Como resulta evidente, es incoherente tener como objetivo electrificar la economía y al mismo tiempo penalizar el consumo de electricidad frente a otras fuentes de energía, cargando las facturas eléctricas con sobrecostes ajenos al suministro de electricidad.

La entrada de instalaciones de generación alimentadas por fuentes de energía renovables intermitentes

<sup>4</sup> La suma de los costes imputados a los peajes asciende a 63 euros por megavatio-hora, que sumado a un precio de mercado de 60 €/MWh (incluyendo el coste de los servicios complementarios y de las pérdidas), asciende a 123 €/MWh. Esto supone un coste para los consumidores de 157 €/MWh una vez se suma el impuesto especial sobre la electricidad (5,1 por 100) y el IVA (21 por 100). En contraste, la suma de los costes de transporte y distribución asciende a 26 €/MWh, mientras que el precio del mercado sin los impuestos de la Ley 15/2012 se situaría en 51 €/MWh, considerando la estimación de Fabra (2018) de que sin impuestos el precio del mercado sería un 15 por 100 menor, lo cual sitúa el coste real de suministro en 77 €/MWh.

<sup>5</sup> IDAE. <http://sieeweb.idae.es/consumofinal/bal.asp?txt=2016&tipbal=t>

(es decir, cuyo régimen de funcionamiento viene determinado por el sol o el viento que hay en cada momento) reducirá las horas de funcionamiento de centrales térmicas convencionales, haciendo que sus ingresos sean más inciertos, a pesar de ser centrales necesarias para asegurar la continuidad del suministro. Esto incrementa la importancia de retribuir a las instalaciones por su contribución a la fiabilidad y flexibilidad del sistema, para asegurar que toman decisiones de inversión eficientes (incluyendo inversiones en baterías, claves para la entrada de energías renovables).

El crecimiento en las energías renovables intermitentes también impulsará las inversiones en interconexiones con el resto de Europa. Esto, sin embargo, incrementará las distorsiones que resultan de los impuestos de la Ley 15/2012, ya que dará lugar a una mayor importación de electricidad que, en realidad, puede ser generada a menor coste con instalaciones ubicadas en España pero cuya competitividad se ve penalizada por dichos impuestos. El incremento en la capacidad de interconexión también necesitará que se homogeneice el precio tope del mercado de generación con el de Francia, para evitar que en situaciones de falta de suministro la electricidad disponible se exporte a Francia mientras se interrumpe el suministro a consumidores españoles.

Al mismo tiempo, la caída en los costes de las instalaciones de generación distribuida hace que los consumidores tengan una alternativa a tomar su suministro eléctrico del sistema centralizado. Mientras los consumidores no tenían otra alternativa, el Gobierno podía usar las facturas eléctricas para financiar una variedad de costes ajenos al suministro sin que los consumidores pudieran hacer nada para evitar pagar esos cargos. Sin embargo, ahora pueden invertir en instalaciones de autoconsumo. Por ello, para evitar que los consumidores tomen decisiones ineficientes de inversiones en equipos de autoconsumo, se deben imputar los costes de las redes al término de potencia y sacar de las facturas eléctricas todos los costes ajenos al suministro (incluyendo los impuestos a la generación).

En la medida que no se saquen de la tarifa eléctrica todos los costes ajenos al suministro, los costes remanentes se deben cargar a un término fijo por abono.

### **La tarea de regular el mercado mayorista**

Tal como se ha mostrado, el mercado de generación en España funciona de forma competitiva. Evidentemente, eso no significa que el regulador deba desinteresarse por lo que pueda ocurrir en el mercado, o dejar de cuestionar las ofertas de los generadores, especialmente en momentos de incrementos en los precios. Sin embargo, sí que significa que la protección de los intereses de los consumidores, y con ello la tarea del regulador, no consiste en intervenir para controlar los precios, sino en asegurar que el mercado está organizado de la forma más eficiente posible.

#### *El diseño del mercado de generación*

El diseño del mercado de generación en España es de tipo «marginalista», y con frecuencia se describe como que el precio se fija igual al precio de la oferta de generación más cara aceptada para atender la demanda. En realidad, lo que significa es que toda la energía se retribuye al precio que resulta del cruce de las curvas de oferta y de demanda.

Como las centrales cuyas ofertas son aceptadas pueden tener costes variables inferiores al precio del mercado, pueden recibir un precio mayor que el especificado en su oferta, capturando un margen. Esto ha dado lugar a propuestas para modificar el diseño del mercado, de modo que cada generador cobre el precio que haya ofertado (este mecanismo se conoce como «bilateral» o *pay as bid*), con el objetivo de reducir lo que se paga a los generadores. Sin embargo, dichas propuestas obvian que: *i)* el precio ofertado no es independiente de cómo se fija el precio al cual se retribuye la generación, y *ii)* la diferencia entre el precio del mercado y el coste variable de las centrales —que

se refleja en las ofertas— es lo que permite a las centrales recuperar sus costes de inversión y sus costes fijos de operación y mantenimiento.

En un mercado marginalista competitivo, los generadores tienen incentivos a presentar ofertas que reflejan sus costes variables de funcionamiento. Si presentaran ofertas superiores a sus costes variables, correrían el riesgo de quedarse fuera de la casación, perdiendo la oportunidad de capturar la diferencia entre sus costes variables y el precio del mercado. Y si presentaran ofertas inferiores a sus costes variables, correrían el riesgo de entrar en la casación, incurriendo en pérdidas por la diferencia entre sus costes variables y el precio del mercado. Por ello, maximizan sus beneficios presentando ofertas que reflejan sus costes variables de funcionamiento.

Asimismo, si el precio del mercado se fija en el cruce de las curvas de oferta y de demanda, se induce a los generadores a invertir en aquellas tecnologías que minimizan el coste de suministro. Y como la competencia hace que el precio del mercado se ajuste a los costes totales de las centrales, fijar el precio del mercado de esta forma minimiza el coste para los consumidores (Arnedillo, 2009). Por ello, si se intervienen las señales de precio o los márgenes que resultan de los precios del mercado, se distorsionan las señales que perciben los generadores y eso conduce a un suministro que no es el de mínimo coste.

En contraste, los mercados bilaterales presentan varios inconvenientes:

— En condiciones de información perfecta, retribuir todas las ofertas con criterios marginalistas o bilaterales arroja el mismo resultado. Esto ocurre porque si se retribuye a cada generador al precio ofertado por cada uno de ellos, los generadores presentarán ofertas que reflejen no su coste variable sino su estimación de la oferta más cara que será aceptada. En condiciones de información perfecta, el precio que ofertarán todos será el mismo precio que resulta en un mercado marginalista. Sin embargo, en realidad la información no es perfecta, por lo que en un mercado bilateral los

generadores cometerán errores de estimación que llevarán a un funcionamiento menos eficiente.

— En un mercado marginalista un nuevo agente puede simplemente construir una nueva central de generación y vender su energía en el mercado mayorista, al mismo precio que los demás generadores, sin que los operadores existentes puedan evitarlo. Igualmente, un nuevo comercializador puede simplemente comprar energía en el mercado mayorista, al mismo precio que los demás comercializadores, sin que los operadores existentes puedan evitarlo. Sin embargo, en un diseño bilateral, un nuevo generador debe encontrar un operador existente dispuesto a comprar su producción, mientras que un nuevo comercializador debe encontrar un operador existente dispuesto a suministrarle energía. Por ello, los diseños bilaterales favorecen a los operadores verticalmente integrados con barreras a la entrada que reducen la presión competitiva.

— Como ya se ha señalado, mientras que en un mercado marginalista el comportamiento competitivo de los operadores consiste en presentar ofertas que reflejan los costes variables (de oportunidad) de sus centrales, en un mercado bilateral el comportamiento competitivo de los operadores consiste en presentar ofertas que reflejan su estimación de la oferta más cara que será aceptada. Dado que, cuanto mayor es la cuota de mercado del operador, mayor es su conocimiento del mercado, el diseño bilateral pone en desventaja a los operadores de menor tamaño.

— Por el mismo motivo, para el regulador resulta mucho más fácil monitorizar que las ofertas sean competitivas en un diseño marginalista (donde las ofertas deben reflejar los costes variables de cada central) que en un diseño bilateral (donde las ofertas deben reflejar la estimación de la oferta más cara que cada operador piensa que podrá ser aceptada). Y mientras que en un mercado marginalista, si el precio del mercado se incrementa, el regulador puede saber qué ofertas concretas han causado dicho incremento y analizar si ello se debe a un incremento en sus costes,

en un mercado bilateral son todas las ofertas las que se incrementan y no es posible identificar qué generador ha causado el incremento en el precio.

Por eso, un diseño bilateral es menos eficiente, menos competitivo y más difícil de supervisar por parte del regulador; todo lo cual tenderá a resultar en un incremento en el coste de suministro para los consumidores.

Algunas de las propuestas para la reforma del mercado plantean *i)* que sea el regulador quien determine la potencia de generación que sería necesario incorporar al sistema eléctrico, convocando subastas por tecnología de generación que revelen el coste medio de generación a largo plazo, pero *ii)* con precios fijos determinados por el regulador para las centrales hidroeléctricas y nucleares, y manteniendo la regulación retributiva actual de las centrales térmicas existentes<sup>6</sup>. Se trata, en esencia, de volver a un sistema de planificación centralizada.

Estas propuestas pueden parecer atractivas porque la celebración de subastas para contratos de largo plazo puede arrojar precios inferiores a los observados en el mercado. En un mercado competitivo, el progreso tecnológico hace que el precio tienda a reducirse. Esto significa que el precio empieza siendo más alto, y se reduce a medida que se produce dicho progreso tecnológico. En contraste, en un sistema de contratos de largo plazo, la retribución a la inversión suele ser constante en el tiempo (así ocurre con las actuales subastas de renovables), lo cual hace que el precio de las subastas sea menor que el precio actualmente observado en el mercado, lo cual da la apariencia de que llevan a un menor coste para los consumidores. Pero, en realidad, pueden estar ofreciendo un menor precio a corto plazo, a costa de un mayor precio a medio y largo plazo.

Las subastas de contratos a largo plazo pueden también ofrecer un menor precio en la medida que los operadores no están expuestos al riesgo de fluctuaciones en

el precio del mercado, lo cual reduce su riesgo y su coste de financiación. Sin embargo, eso implica que el riesgo se traslada a los consumidores, los cuales tendrán que pagar el precio especificado en el contrato (garantizando a los inversores la recuperación de su inversión), aun cuando las inversiones hayan sido ineficientes y el precio del mercado de generación sea menor.

Los procedimientos basados en subastas adolecen asimismo de diversos problemas. Por ejemplo, para asegurar que los vendedores en las subastas cumplen con sus compromisos de inversión, debe exigírseles avales y garantías. Sin embargo, cuanto mayores sean esas exigencias, menor será la presión competitiva en la subasta y mayor será su precio. Eso lleva a los reguladores a solicitar avales y garantías relativamente bajos. Así se garantiza el «éxito» aparente de las subastas, en el sentido de que se adjudica la cantidad deseada a un precio bajo, pero se incrementa el riesgo de que en realidad no se construyan las instalaciones comprometidas (como parece estar ocurriendo con las subastas de renovables)<sup>7</sup>.

En cualquier caso, el principal problema de estas propuestas es que los reguladores disponen de menos información y peores incentivos que las empresas con respecto a las decisiones de inversión. Y mientras que en un mercado en el cual las empresas toman las decisiones de inversión son ellas mismas las que soportan el coste de sus errores, si las decisiones las toman los reguladores los costes de los errores los soportan los consumidores. En este tipo de mercado, los incentivos de las empresas son capturar al regulador. Por ello, el resultado tiende a ser un exceso de inversión y un mayor coste de suministro, en perjuicio de los consumidores.

<sup>6</sup> Ver, por ejemplo, «La reforma del mercado eléctrico, según Jorge Fabra: aplicar coste medio al *pool* en vez de ser marginalista», *El periódico de la energía*, 29/10/2018.

<sup>7</sup> El Real Decreto-ley 15/2018 otorga una prórroga «excepcional y por una sola vez» para los permisos de acceso y conexión otorgados a instalaciones renovables con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 24/2013, en cuya ausencia caducarían el próximo 31 de diciembre de 2018. Según se explica en la exposición de motivos del Real Decreto, mediante esta prórroga se posibilitará la entrada en funcionamiento en 2020 de los 9.000 MW de potencia adjudicada en las últimas subastas de renovables, evitando una nueva solicitud, tramitación y otorgamiento que «con seguridad» impediría alcanzar el objetivo del 20 por 100 de energía final renovable en ese año.

Por otra parte, las propuestas relativas a fijar la retribución de las centrales crearían riesgo regulatorio, ya que buscan regular (reducir) la retribución de las centrales que se espera tengan beneficios (nucleares e hidráulicas) pero mantener el esquema retributivo de las centrales que se espera tengan pérdidas (térmicas existentes). A corto plazo esto podría efectivamente dar como resultado una reducción en el precio para los consumidores (a largo plazo depende de la evolución del precio del mercado). Sin embargo, potenciales nuevos inversores serán reacios a invertir en España, por el riesgo de que si las inversiones resultan rentables el Gobierno intervenga aduciendo que su retribución es «excesiva», y el resultado será un incremento en el coste de suministro a medio y largo plazo.

En ocasiones, las críticas al sistema marginalista se centran en que en un sistema con una elevada penetración de renovables, el precio del mercado puede llegar a ser igual a cero, impidiendo que los generadores renovables puedan recuperar sus costes de inversión. De este modo, el sistema marginalista se ve como un obstáculo a la necesaria entrada de instalaciones renovables dentro de la lucha contra el cambio climático.

Sin embargo, el hecho de que exista un mercado marginalista en el horizonte diario no impide que simultáneamente se celebren contratos financieros (o incluso físicos) a plazo. Por ello no tiene sentido aducir que debe modificarse el diseño del mercado diario para permitir la contratación a plazo de la energía producida por generadores alimentados por fuentes de energía renovable.

Por otra parte, en la medida que se anticipe que pueda haber horas con precios muy bajos, incluso cero, se incentivará la instalación de sistemas de almacenamiento (baterías de gran escala y centrales de bombeo). Estos almacenamientos venderán su producción cuando el precio del mercado lo fijen las centrales térmicas, y comprarán energía en momentos de alta producción renovable. Sus ofertas de compra reflejarán su estimación del precio del mercado cuando este lo fijen las centrales térmicas, minorado por

la pérdida de energía en el ciclo de carga y descarga. Estas ofertas de compra evitarán que el precio del mercado se reduzca a cero en muchas de las horas con elevada producción renovable.

Por eso, el hecho de que haya generadores con costes incrementales iguales a cero no quiere decir que esos generadores obtendrán ingresos iguales a cero, ya que el precio del mercado podrá ser fijado por generadores con costes incrementales distintos de cero, instalaciones de bombeo o baterías, u ofertas de demanda. Lo cierto es que el precio medio que terminarán obteniendo las instalaciones renovables tenderá a reflejar su coste de entrada, aun cuando haya algunas horas con precios iguales a cero. Así, el hecho de que el precio del mercado de generación pueda llegar a ser cero en determinadas horas no significa que el diseño marginalista no sea adecuado.

En realidad, solamente se pueden alcanzar niveles elevados de penetración de renovables con una demanda activa e inversiones en sistemas de almacenamiento (baterías y bombeos). De otro modo, gran parte de la producción renovable acabará siendo desaprovechada («vertida»), ya que la disponibilidad del recurso renovable no necesariamente coincide con la demanda de electricidad. Sin embargo, la demanda no tendrá incentivos a ser flexible si los precios se fijan a nivel del coste medio en lugar del marginal, ni habrá incentivos a invertir en sistemas de almacenamiento ya que su valor depende de los diferenciales de precios en distintos momentos. Por ello, un regulador comprometido con la lucha contra el cambio climático no puede tener como objetivo diseñar un sistema que estabilice el precio del mercado, sino que debe buscar asegurar que el precio refleje el coste marginal de suministro en cada momento.

#### *El problema de los beneficios «sobrevenidos» o «caídos del cielo»*

Algunos analistas han planteado que determinadas centrales han obtenido una rentabilidad excesiva por la

existencia de beneficios sobrevenidos o caídos del cielo y que, por ello, se debería regular su retribución o minorarla, aplicando impuestos adicionales. Los motivos por los que estos beneficios se consideran excesivos han ido variando. Se explica, por ejemplo, que las centrales nucleares e hidroeléctricas tienen beneficios sobrevenidos porque: *i)* fueron construidas en un marco regulatorio distinto; *ii)* son centrales que ya están totalmente amortizadas; o *iii)* en el momento en que se llevaron a cabo las inversiones la regulación del control de emisiones —que ha incrementado el precio del mercado— no estaba vigente.

Es cierto que estas centrales fueron construidas en un marco regulatorio distinto, pero ninguna de las centrales nucleares y solamente un 10 por 100 de la potencia hidráulica se construyó con un marco regulatorio («el Marco Legal Estable», aplicado en los años 1988-1997), que ligaba la retribución de cada central a sus costes. Por otra parte, las cuentas de las empresas revelan que no es cierto que la inversión en centrales hidroeléctricas y nucleares ya esté amortizada, pero en cualquier caso hablar del grado de amortización es propio de un sistema intervenido, no de un mercado liberalizado. Y aunque es cierto que las centrales nucleares e hidroeléctricas se han visto beneficiadas por la regulación del control de emisiones, no es menos cierto que también se han visto perjudicadas por la eliminación de los pagos por capacidad y disponibilidad, y por la aplicación de los impuestos de la Ley 15/2012 (que en el caso de la hidráulica suponen un 32,5 por 100 de sus ingresos).

La tentación de acusar a determinados generadores de ganar «demasiado» dinero es comprensible, ya que permite justificar aplicarles impuestos adicionales o ajustar su retribución, lo que en el corto plazo se traduce en una mayor recaudación tributaria o menores costes para los consumidores. Sin embargo, para el correcto funcionamiento del mercado, los inversores deben tener perspectivas de ganar dinero si toman decisiones acertadas, al igual que asumen las pérdidas si se equivocan. Si el regulador interviene sobre los precios del mercado o la retribución de los operadores, se

deprimen los incentivos a la inversión y la eficiencia. El resultado a medio y largo plazo es un mayor coste de suministro, en perjuicio de los consumidores. Esto es especialmente cierto si el regulador adopta medidas para reducir los impactos «sobrevenidos» que incrementan la rentabilidad de los generadores, pero ignora aquellos impactos que la reducen.

Incluso en el corto plazo la intervención puede resultar perjudicial para los consumidores. En efecto, mientras que algunos analistas consideran que las centrales nucleares obtienen una rentabilidad excesiva, algunos operadores de estas centrales son contrarios a extender su vida útil, por el riesgo de no poder recuperar el coste de esa extensión de vida. Así, la intervención en la rentabilidad de las centrales puede llevar a su cierre cuando expiran sus actuales licencias de operación, lo cual puede llevar a un incremento del precio del mercado de generación de hasta un 21 por 100 (CETA, 2018).

Por otra parte, los operadores de las centrales que dejen de estar expuestos al precio del mercado ya no tendrán incentivos para ofrecer contratos a precio fijo en el mercado a plazo o a consumidores finales. El resultado será un déficit de oferta de cobertura que impedirá el correcto funcionamiento del mercado minorista.

### *Propuestas de reforma del mercado de generación*

El atractivo de reducir las facturas de los consumidores de forma pública y expeditiva disminuyendo el precio del mercado o la retribución de los generadores (aunque diera como resultado un incremento en las facturas a medio y largo plazo) ha impedido que haya un debate sobre reformas orientadas a mejorar la eficiencia del mercado (aunque estas reformas reducirían las facturas de forma permanente), más allá de cuestiones puntuales referidas a la necesidad y diseño de mecanismos de remuneración de la capacidad.

Las reformas que deben acometerse para mejorar la eficiencia del funcionamiento del mercado de generación de electricidad incluyen las siguientes:

— Se deben eliminar de forma definitiva los impuestos de la Ley 15/2012 que pesan sobre los combustibles utilizados en la generación de electricidad y sobre el valor de la energía producida. Dichos impuestos se justificaron formalmente por razones de sostenibilidad medioambiental, aunque su diseño y el uso de los fondos revelaba un objetivo puramente recaudatorio.

En la actualidad, se han eliminado de forma definitiva los impuestos sobre el consumo de gas para la generación, con el objetivo declarado de reducir el precio del mercado eléctrico. Por lo tanto, se trata de una intervención discriminatoria (solamente se eliminan los impuestos que afectan una tecnología de generación) con el objetivo de reducir el precio del mercado, deprimiendo con ello la rentabilidad de todas las demás tecnologías.

El impuesto del 7 por 100 sobre el valor de la energía producida no se ha eliminado, sino que solamente se ha suspendido por seis meses, con el objetivo de que se vuelva a aplicar cuando el precio del mercado baje. Esto incrementa el riesgo regulatorio y desincentiva la contratación a plazo, por la posibilidad de que el impuesto se suspenda y se aplique de forma discrecional cuando al Gobierno le interese. Por ejemplo, desde la perspectiva de los comercializadores, no tiene sentido celebrar contratos a plazo para estabilizar su coste de suministro si el Gobierno ya ha anunciado que va a intervenir si el precio se incrementa (aunque sea porque se ha incrementado el coste de generación).

Por otra parte, la aplicación de estos impuestos no solamente perjudica la competitividad de los consumidores industriales que ven cómo su coste de suministro de electricidad se ha incrementado de forma significativa (en el entorno de un 18 por 100 para los consumidores electrointensivos)<sup>8</sup>, sino que hace que se esté importando electricidad de Francia y Portugal,

que podría ser generada en España con un coste inferior a lo que se paga a los generadores extranjeros por esa electricidad.

— Deben adoptarse mecanismos de retribución de la inversión o incentivos a la disponibilidad (inmediata o en modo hibernación) de centrales. Desde julio de 2018, ya no se retribuye a las centrales de generación por estar disponibles para atender la demanda. Si esto no se corrige, acabarán produciéndose interrupciones de suministro porque las centrales existentes se darán de baja o no estarán disponibles.

Desde la liberalización del mercado de generación en España, solamente se han producido problemas de suministro en el invierno de 2001-2002, a pesar de que los pagos por capacidad han sido muy inferiores a los costes de inversión en nuevas centrales. Esto, junto con el actual exceso de capacidad de generación (muchas centrales de gas llevan años sin funcionar), puede hacer pensar que estos mecanismos son innecesarios. Sin embargo, desde la liberalización del mercado de generación en 1998 y hasta la crisis de 2008, la inversión en nuevas centrales vino determinada por ganancias de eficiencia y previsiones de crecimiento de la demanda. Desde la crisis de 2008 no ha habido nuevas inversiones más allá de las anteriormente comprometidas, pero la caída en la demanda de electricidad ha evitado que haya problemas de suministro, mientras que los pagos por inversión han cubierto los costes de mantenerse disponible. Sin embargo, muchas centrales ya no reciben el pago por inversión, de tal modo que si la reforma del mercado no incluye un mecanismo de retribución de la inversión o de la disponibilidad, es probable que se presenten múltiples solicitudes de cierre de centrales, afectando a la seguridad de suministro.

Si el operador del sistema considera que el cierre de centrales puede afectar a la seguridad de suministro, podría denegar la solicitud y efectuar pagos a las centrales concretas a las cuales no se permita darse de baja. Sin embargo, eso llevaría probablemente al resto de operadores a solicitar también la baja de sus centrales, para que se les deniegue, y poder recibir esos mismos pagos.

<sup>8</sup> FABRA (2018) estima un impacto de un 18 por 100 sobre el precio del mercado en enero-agosto de 2018. El incremento porcentual sufrido por los consumidores industriales electrointensivos es de magnitud similar, ya que el coste de los peajes que soportan es muy bajo en comparación con el precio de la energía, o incluso mayor, si el coste de la energía se calcula neto de los pagos por interrupción.

Por ello, y en línea con las recomendaciones de la Comisión Europea, el pago por inversión/disponibilidad debe determinarse de forma competitiva y debe efectuarse a todas las centrales en función de su contribución esperada a la cobertura de la demanda en momentos de escasez (no en función de su flexibilidad). De otro modo, se distorsionan las decisiones de inversión y disponibilidad, y el suministro ya no se produce a mínimo coste.

— Se debe incrementar el tope del precio de los mercados diario e intradiario (limitado a un tope de 180 €/MWh desde 1998) de modo que incluso en situaciones de escasez pueda reflejar el valor de la energía para los consumidores, y que no se exporte energía a terceros países en tales situaciones. Esto implica incrementarlo hasta, al menos, los valores de 3.000 €/MWh observados en los mercados eléctricos de países vecinos.

Precios de 3.000 €/MWh pueden parecer desproporcionados, pero en realidad implican valorar en solamente tres euros el perjuicio que le ocasiona a un consumidor ser interrumpido durante 15 minutos cuando está consumiendo una potencia de 4 kW. En contraste, aplicar un tope de 180 €/MWh equivale a valorar en 18 céntimos de euro el perjuicio que sufriría ese consumidor, lo cual no parece razonable (CEPA, 2018). Asimismo, incrementar el tope del precio del mercado no implica un incremento en el precio medio, ya que este está limitado por el coste de entrada de nuevas centrales.

No obstante, existe una dificultad objetiva en incrementar el tope del precio del mercado diario a niveles coherentes con el valor de la energía en momentos de escasez, dado el interés mediático que suscitan esos precios, incluso cuando su impacto sobre los consumidores es limitado<sup>9</sup>. Así, por ejemplo, en septiembre de

2018 el Ministerio para la Transición Ecológica anunció que llevaría a cabo una reforma del mercado de generación porque su precio había llegado a situarse en 80 €/MWh. Por ello, resulta difícil imaginar que el Gobierno pudiera evitar intervenir si el precio llegara a situarse en alguna hora a niveles de 500, 1.000 o 3.000 €/MWh.

Parte del problema reside en que en España la tarifa regulada conocida como «precio voluntario para el pequeño consumidor» (PVPC), bajo la cual se suministra a la mitad de los consumidores domésticos, está ligada al precio del mercado diario. Los consumidores que han seleccionado un comercializador en el mercado libre tienen habitualmente acordado un precio fijo y son indiferentes ante fluctuaciones en el precio del mercado de generación. Por ello, la solución pasa por eliminar la tarifa regulada, de modo que todos los consumidores sean suministrados por comercializadores en el mercado libre. A partir de ese momento, el nivel del tope en el precio del mercado dejará de ser un problema ya que solamente quedarán expuestos al precio del mercado de generación los consumidores que explícitamente opten por ello.

Algunos analistas consideran que resulta innecesario incrementar el tope del precio del mercado diario si los generadores cobran pagos en concepto de retribución de la inversión (o de disponibilidad/hibernación). Es cierto que si dichos pagos aseguraran que no pueden existir problemas de suministro, el tope del precio del mercado carecería de importancia. Sin embargo, si no se puede descartar la posibilidad de que haya problemas de suministro, entonces es preferible que el precio del mercado pueda incrementarse hasta reflejar el valor de la energía para los consumidores, porque de este modo *i)* los generadores tendrán mayores incentivos a estar disponibles para generar en esas horas y *ii)* los consumidores con demanda flexible tendrán incentivos a reducir su demanda, y ambos comportamientos reducen el riesgo, la duración y la gravedad de los eventuales problemas de suministro.

La definición de un tope en el precio del mercado diario no es una intervención del mercado, sino que

<sup>9</sup> Para un consumidor doméstico que consume 3 kW en demanda punta, el hecho de que el precio del mercado se incremente en 30 €/MWh (p.ej. de 50 €/MWh a 80 €/MWh; un incremento de un 60 por 100) en una hora dada es de 13 céntimos una vez se incluyen las pérdidas, el impuesto especial sobre el consumo y el IVA. Si ese incremento se mantiene a lo largo de todo un mes, el impacto es de 11,9 euros para un consumidor doméstico con un consumo moderado (un consumo de 3.000 kWh/año según el comparador de ofertas de la CNMC).

corrige un fallo de mercado. Los consumidores no valoran su suministro a un precio «infinito» sino que prefieren que se interrumpa su suministro si el precio del mercado excede el valor que el suministro tiene para ellos en un momento dado. Sin embargo, hasta ahora no ha existido un mecanismo para que los consumidores comuniquen ese valor a sus comercializadores. Por ello, el tope no es más que la estimación, por parte del regulador, del valor que el suministro de electricidad tiene para los consumidores en momentos de escasez.

Hasta el momento, el precio del mercado no ha alcanzado nunca el tope de 180 €/MWh, de modo que no ha sido un problema. Sin embargo, la cada vez mayor penetración de renovables reduce las horas de funcionamiento de las centrales térmicas convencionales, y reduce su rentabilidad. Eso hace más probable que en el futuro haya situaciones de escasez. En cualquier caso, ante la posibilidad de que puedan producirse problemas de suministro, es preferible incrementar el tope del precio del mercado, para que los consumidores y generadores reaccionen de forma óptima a esa situación si llegara a surgir, reduciendo con ello la frecuencia y duración de los problemas de suministro. Y aunque los generadores obtendrían un margen adicional en el mercado en tales situaciones, dicho margen reforzaría el incentivo a la inversión, reduciendo el precio del mercado en otros momentos, de tal modo que el precio medio del mercado no depende del precio tope que se fije (el precio medio siempre tenderá a reflejar el coste de entrada de las nuevas centrales).

— Se debe revisar el diseño de las ofertas de recompra en el mercado diario y su tratamiento en la casación. Las ofertas de recompra permiten que generadores que han celebrado contratos bilaterales físicos optimicen su programa en el mercado diario. También evitan que la celebración de contratos bilaterales físicos reste liquidez al mercado diario, asegurando así que los generadores y comercializadores independientes puedan vender y comprar energía en el mercado diario sin verse obligados a celebrar contratos

con operadores existentes. Sin embargo, la actual regulación de las ofertas de recompra no permite que los operadores térmicos convencionales reflejen condiciones complejas (p.ej., condiciones de ingresos mínimos) que sí pueden especificar si celebran contratos financieros. Por ello, se debe modificar la normativa con el objetivo de que la forma de presentar las ofertas no dependa del tipo de contrato celebrado, y que la diferencia entre los contratos físicos y financieros se materialice simplemente en que en las liquidaciones del mercado diario se reste aquella parte de la energía sujeta a contratos bilaterales físicos.

— Debe modificarse el procedimiento de casación de la fase 2 del mecanismo de gestión de restricciones técnicas. En la fase 1 de dicho mecanismo, el operador del sistema debe incrementar o reducir el programa de una central que se encuentra en una zona concreta, y por ello se utiliza un mecanismo de fijación del precio de tipo *pay-as-bid*. Sin embargo, en la fase 2 de dicho mecanismo la ubicación concreta de las centrales es irrelevante. Por eso, en dicha fase 2 se puede (y se debe) utilizar un mecanismo marginalista para retribuir a las centrales que prestan dicho servicio.

— Debe separarse la contratación de la banda de secundaria «a subir» y «a bajar». En la actualidad el operador del sistema contrata conjuntamente la banda de secundaria a subir y a bajar. Esto incrementa innecesariamente el coste de la contratación de la banda de secundaria, porque a distintas centrales les puede costar poco dar banda a subir pero mucho dar banda a bajar, y viceversa.

— Se debe modificar la casación del mercado por insuficiente reserva a subir (conocido como «RSI», y equivalente a un mercado de «banda de reserva de terciaria»). El actual algoritmo de casación en dicho mercado lleva a cabo un procedimiento iterativo de casación partiendo de las ofertas más baratas y rechazando sucesivamente las ofertas que no cumplen algunas de las condiciones complejas. Sin embargo, no hace una comprobación posterior de si, dado el precio finalmente alcanzado, alguna de las ofertas

inicialmente rechazadas pudiera ser competitiva en la solución final.

Asimismo, debe retribuirse a todos los generadores que dan reserva a subir, con independencia de si lo hacen como resultado de la casación del mercado RSI, o indirectamente como resultado de su casación por encima de su mínimo técnico en el mercado diario. De otro modo, se induce a las centrales a evitar ser casadas por encima de su mínimo técnico para poder vender reserva a subir, lo cual distorsiona la casación del mercado diario.

Debe también retribuirse a los generadores hidroeléctricos, no solamente porque prestan el mismo servicio que el resto de generadores, sino también para evitar distorsionar los incentivos a la inversión en este tipo de instalaciones y en baterías. Si no se reconoce la contribución de estas instalaciones a la reserva a subir, habrá una inversión insuficiente y se ralentizará la entrada de instalaciones renovables.

— El servicio de interrumpibilidad se solapa con el de insuficiente reserva a subir (RSI), ya que ambos tienen como objetivo asegurar la flexibilidad del sistema, uno por medio de reducciones en la demanda y otro por medio de incrementos en la generación. Sin embargo, actualmente se pagan precios muy distintos por ambos servicios, lo que incrementa el coste de suministro (se podría reducir el coste de suministro reduciendo la contratación del servicio caro e incrementando la del servicio barato). Por ello, debería integrarse la contratación del servicio de interrumpibilidad de los consumidores en el mercado RSI, permitiendo que los consumidores interrumpibles participen en el mercado RSI en competencia con los generadores.

Se debe también modificar el diseño de las subastas del servicio de interrumpibilidad (o de las subastas de RSI, si se integra con ese servicio) para permitir que los consumidores especifiquen no solamente el pago fijo que deben recibir como compensación por estar dispuestos a reducir su consumo, sino que también puedan especificar el pago variable que deben recibir cuando se les pida que efectivamente reduzcan

su consumo. De este modo se podrán priorizar las reducciones de demanda de los consumidores a quienes menos les cueste reducir su demanda.

Se debe eliminar la posibilidad de utilizar el servicio de interrumpibilidad «por motivos económicos». Dicha posibilidad permite que se solicite la reducción del consumo de consumidores interrumpibles incluso en situaciones en las que no hay problemas de suministro, con el objetivo de reducir el coste de la energía terciaria y desvíos. Esto deprime los ingresos de los generadores y les desincentiva a reservar parte de su capacidad de generación en el mercado diario para cubrir las necesidades del mercado de terciaria y desvíos, con lo que se deprime indirectamente el precio del mercado diario. Además, cuanto más se obliga a los consumidores interrumpibles a reducir su demanda para deprimir el precio de mercado de la energía terciaria, más se reduce la oferta de los generadores en este mercado, y más se deberá recurrir a los consumidores interrumpibles para reducir el precio del mercado de terciaria, creándose con ello un círculo vicioso.

Algunos analistas consideran razonable usar a los consumidores interrumpibles para reducir el precio del mercado de energía terciaria (e, indirectamente, el precio del mercado diario) ya que, al fin y al cabo, estos consumidores están cobrando por estar dispuestos a reducir su consumo. Sin embargo, el pago variable que reciben los consumidores cuando son interrumpidos no les compensa por los perjuicios que ese acto les supone, de modo que se produce una pérdida de bienestar social.

— Se debe modificar el procedimiento de determinación del precio de los desvíos de programación para que sea simétrico. En la actualidad, los desvíos a subir y bajar se liquidan de forma distinta en función de si son «a favor» o «en contra» del sistema. Así, lo que un generador recibe cuando se desvía a favor del sistema es menos que lo que se le cobra a un generador que se desvía en contra, a pesar de que parte de los desvíos en contra son solventados por los generadores que se desvían a favor. Y como los desvíos

se miden a nivel de zona de regulación, de modo que se hacen netos los desvíos a favor y en contra del sistema, el actual mecanismo favorece a los operadores de mayor tamaño (la «zona de regulación» se corresponde generalmente con la suma de centrales de un mismo operador).

Estas reformas deberían ser abordadas cuanto antes, ya que no plantean dificultades técnicas. Existen otras posibles reformas, que implican cambios de mayor calado, y que deberían ser exploradas; incluyen las siguientes:

— Se debería explorar la posibilidad de establecer precios zonales o incluso nodales para la energía. En la actualidad, el precio del mercado de generación es el mismo en toda España (incluso en los sistemas eléctricos no peninsulares, a pesar de que el coste de generación es muy superior). Esto hace que el precio que pagan los consumidores no se corresponda con el coste real de suministro en su zona (puede ser mayor o menor). Mientras el nivel de penetración de renovables no dé lugar a fuertes restricciones en la red de transporte y la demanda de los consumidores no sea activa, el impacto sobre la eficiencia será limitado. Sin embargo, la estrategia de lucha contra el cambio climático se apoya en un fuerte desarrollo de renovables y una demanda más activa. Si los precios que ven los consumidores no se corresponden con el coste real de suministro, el resultado será que estos ajustarán su demanda en respuesta a señales de precio equivocadas, y el coste de suministro se incrementará.

— Debería explorarse la posibilidad de integrar, y casar de forma conjunta y simultánea, los distintos mercados de alcance nacional (p.ej. el mercado diario de energía, el de segunda fase de restricciones, el de banda de secundaria y el de reserva a subir). En la actualidad estos mercados se casan de forma secuencial, lo que obliga a los generadores a estimar y decidir en cuáles de ellos su capacidad de generación será más valiosa, para reservar su capacidad para esos mercados. En la medida en que los generadores no siempre aciertan, el resultado es una casación que

no es la de mínimo coste. Y cuanto mayor sea la penetración de energías renovables, cuyo patrón de funcionamiento es intermitente, mayores serán los errores. Esto perjudicará especialmente a los generadores de menor tamaño (que tienen menos recursos para prever los precios en los distintos mercados), de modo que los consumidores se ven perjudicados no solamente porque el despacho no es el de mínimo coste sino también porque se reduce la presión competitiva en los mercados posteriores al mercado diario.

Las propuestas de reforma arriba planteadas se centran en el diseño del mercado de generación. Sin embargo, existen diversas reformas relativas al mercado de gas que tendrían un impacto significativo sobre la eficiencia y el coste de suministro de la electricidad. Estas reformas incluyen las siguientes:

— Al igual que se propone para los distintos mercados eléctricos, se deben integrar los mercados diarios de electricidad y de gas. En la actualidad los generadores deben decidir *ex ante* si comprar gas para generar electricidad en el mercado eléctrico o vender el gas del que disponen. Cuanto mayor sea la penetración de las energías renovables intermitentes, mayor será la probabilidad de que los generadores se equivoquen, incrementándose el coste del suministro.

Si los mercados eléctrico y gasista se integran, las ofertas de generación podrán estar ligadas al precio que realmente aflore en el mercado de gas, y las ofertas de generación de electricidad podrán ser «reinterpretadas» como ofertas de compra o de venta de gas. Por ello, la integración de los mercados diarios de electricidad y gas incrementará la transparencia y profundidad del mercado de gas, aumentando con ello la presión competitiva en dicho mercado.

Asimismo, la electricidad será producida por las centrales de gas más eficientes, y no por aquellas pertenecientes a operadores que ya disponen de gas, de modo que se reducirá el precio del mercado de generación.

— Se deben revisar los peajes por el uso de las infraestructuras gasistas que se cobran a las centrales

de gas de ciclo combinado (peajes de conducción). En la actualidad dichos peajes no reflejan los costes marginales que realmente ocasionan los usuarios de dichas infraestructuras, sino los costes medios. Dado el actual exceso de capacidad en el sistema gasista, los costes medios son muy superiores a los marginales, lo cual reduce la competitividad de las centrales de gas e incrementa el precio del mercado de generación.

También se deben eliminar los descuentos por contratar el uso de la infraestructura en un horizonte mensual, trimestral o anual, ya que en realidad el coste por uso de las infraestructuras no es distinto según el horizonte de contratación. Estos descuentos hacen que funcionen las centrales que han contratado los peajes a plazo, en lugar de las más eficientes, y hacen que el precio del mercado de generación sea muy sensible a caídas no anticipadas en la producción nuclear, hidráulica o renovable. El motivo es que en tales circunstancias se debe recurrir a centrales de gas que no han contratado a plazo y deben pagar peajes de corto plazo (o se debe incrementar la producción de las centrales por encima de la capacidad que han contratado).

Todo ello distorsiona la operación de las centrales e incrementa el precio del mercado de generación. La solución consiste en diseñar peajes que reflejen única y exclusivamente los costes marginales (lo que lleva a eliminar cualquier diferenciación según el horizonte de contratación).

— Se debe revisar el diseño de los cargos por uso de los almacenamientos de gas, de modo que reflejen el coste marginal de uso. En algunos años en los que ha habido problemas de suministro, la Administración ha considerado que los generadores no almacenaban suficiente gas para hacer frente a imprevistos. El motivo se encuentra en los elevados peajes que se cargan sobre el almacenamiento del gas, los cuales reflejan el coste medio y no el coste marginal. Ello desincentiva el uso de los almacenamientos por parte de los comercializadores, ya que el coste marginal de almacenamiento es prácticamente cero.

En lugar de corregir la fuente de la distorsión (el diseño de los peajes de almacenamiento), el Gobierno optó por incrementar las obligaciones de reservas estratégicas de gas. Sin embargo, este incremento en las obligaciones de almacenamiento deprime los precios esperados del gas en invierno. Como resultado, los operadores reducen sus reservas voluntarias y se reducen sus incentivos a buscar gas adicional en el mercado internacional en situaciones de escasez de gas, ante el temor de que la Administración libere entonces las reservas estratégicas y deprime el precio del gas por debajo de su precio en el mercado internacional. Por ello, incrementar las obligaciones de almacenamiento de gas reduce las reservas voluntarias y distorsiona el funcionamiento de los mercados eléctrico y gasista sin mejorar la seguridad de suministro. En lugar de ello, la solución consiste en subastar la capacidad de almacenamiento, con un suelo en la subasta igual al coste marginal de uso del almacenamiento, de modo que el uso de los almacenamientos sea eficiente.

Un mayor uso de los almacenamientos hará que el mercado eléctrico sea más robusto ante incrementos imprevistos en la demanda de electricidad, incrementos en la demanda (p.ej. olas de frío), o ante problemas imprevistos en el suministro de gas, baja producción por problemas de disponibilidad de grandes centrales (p.ej., de centrales nucleares) o baja producción de origen renovable.

Simplemente revisar los peajes de conducción y de almacenamiento de modo que reflejen los costes marginales llevaría a un déficit de recaudación (por la diferencia entre el coste medio y el marginal), lo cual amenazaría la sostenibilidad financiera del sistema gasista. Ese potencial déficit debe cubrirse de la forma que menos distorsione las decisiones de los agentes. En la práctica, esto implica recaudarlo por medio de los presupuestos generales del Estado o, si esto no es posible, por medio de cargos fijos (en euros/mes) en las tarifas de los consumidores finales de electricidad o de gas. Distintos repartos pueden tener distintos impactos desde la perspectiva de la equidad, pero son

equivalentes desde la perspectiva de la eficiencia. Y cualquier reparto es preferible a aplicar tarifas que reflejan costes medios o que discriminan según el horizonte de contratación, y que llevan a comportamientos ineficientes.

Podría parecer «injusto» repercutir sobre los consumidores unos costes que actualmente se cargan a los comercializadores o los generadores. En realidad, se trata de costes derivados de errores de planificación energética, y de inversiones acometidas para suministrar gas y electricidad a los consumidores (todos los costes incurridos son para suministrar a los consumidores). Pero, en cualquier caso, que estos costes se carguen formalmente a los comercializadores o los generadores no quiere decir que no los estén pagando los consumidores. Los costes cargados a los comercializadores son repercutidos a los consumidores mientras que los cargados a los generadores tienen dos efectos: *i)* distorsionan las decisiones de los productores, de modo que el suministro es menos eficiente, y *ii)* se repercuten en los precios que pagan los consumidores (ya sea directamente, si es un cargo que varía con la producción, o indirectamente, si no varía con la producción, pero afecta a las decisiones de entrada y salida de los productores). Cargarlos directamente sobre los consumidores en un cargo fijo evita dichas ineficiencias y por ello lleva a un menor coste de suministro, en beneficio de los consumidores.

### **La tarea de regular las redes**

En los sectores energéticos las actividades de redes, como el transporte y la distribución, tienen una remuneración regulada por tratarse de actividades con costes marginales decrecientes (es decir, economías de escala).

La tarea del regulador en este contexto es, como en el caso del mercado de generación, maximizar la eficiencia con la que se desarrolla la actividad. Esto no significa reducir al máximo la retribución de estas actividades, sino fijar un nivel de retribución que ofrezca

a las empresas perspectivas razonables de recuperar los costes en los que incurren de forma prudente para proporcionar el servicio.

El motivo por el cual es necesario fijar la retribución de esa forma es simplemente que, si la empresa no tiene dichas perspectivas de recuperación de costes, intentará evitar acometer nuevas inversiones aun cuando estas hubieran sido eficientes. El resultado será unas redes con un mayor coste y una menor calidad de servicio.

Los costes que las empresas de distribución deben poder recuperar incluyen no solamente los costes de inversión (coste de compra de equipos) y los costes operativos (costes de personal y consumibles), sino también los costes de financiación y los impuestos a los que deben hacer frente. Y aunque la mayoría de estos costes son observables porque se registran en la contabilidad de la empresa, hay una parte de los costes de financiación que no lo son.

#### *El coste de financiación*

Dentro de los costes de financiación se encuentran los costes de los fondos propios (dinero aportado por los accionistas con la expectativa de obtener una rentabilidad que refleja el coste de oportunidad de dicho dinero, incluyendo una compensación por los riesgos soportados) y los costes de los fondos ajenos (dinero prestado por terceros y por los que la empresa debe pagar un tipo de interés predeterminado).

Los costes de los fondos ajenos (deuda) se ven reflejados en las cuentas de las empresas, y la retribución que fije el regulador en concepto de financiación de dichos fondos debe corresponderse con los costes incurridos por las empresas. Sin embargo, cuando la empresa regulada está englobada dentro de un grupo empresarial, los costes de financiación que constan en la contabilidad de la empresa pueden no corresponderse con unos costes «de mercado», por lo que los costes «razonables» deben ser estimados.

Para estimar los costes de financiación ajena razonables, el procedimiento habitualmente seguido por los

reguladores es sumar al coste de la deuda del Estado (en el país en el cual se desarrolla la actividad) un diferencial que refleja la prima de riesgo que los proveedores de financiación exigen para comprar deuda corporativa con una calificación crediticia como la que tendría la empresa regulada si fuera independiente.

— La opción que mejor aproxima los costes de financiación ajena de las empresas reguladas consiste en analizar la estructura de financiación de empresas comparables (es decir, con un nivel de riesgo similar), cuya estructura de deuda puede incluir por ejemplo deuda emitida hace 30, 10, 5 o 2 años. En ese caso, el coste de la deuda se calcula analizando el coste de la deuda del Estado emitida cuando se puso en circulación la deuda que consta en los libros de las empresas comparables.

— Una alternativa más sencilla (aunque a costa de no corresponderse con la estructura de deuda real de las empresas) consiste en suponer que la empresa se financia con deuda a diez años (el horizonte de financiación más frecuente de las empresas), de tal modo que emite deuda por el 1/10 de su deuda total cada año. El coste de financiación de las empresas se calcula entonces sobre la base del coste de la deuda del Estado emitida a lo largo de los diez años anteriores (nótese que si una empresa se endeuda de este modo, la vida residual media de su deuda se situará en cinco años, pero esto no quiere decir que la deuda se haya emitido a lo largo de los últimos cinco años).

Los costes de los fondos propios para la empresa (lo que la empresa debe ofrecer a los accionistas para atraer financiación) no se ven reflejados en su contabilidad. El motivo es que la retribución de los fondos propios en realidad se materializa a través de dividendos y revalorización del capital, y proviene de los beneficios de las empresas.

Para que los proveedores de capital estén dispuestos a aportar su dinero en forma de fondos propios, que no tienen una retribución garantizada, deben tener una expectativa de que la rentabilidad que obtendrán será similar a la que perciban en inversiones de riesgo similar. La pregunta es cómo cuantificar ese riesgo y cómo retribuirlo.

Salvo contadas excepciones (entre las que hasta ahora se ha encontrado España) los reguladores europeos coinciden en utilizar el modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM por sus siglas en inglés) para estimar la rentabilidad que exigen los proveedores de fondos propios y que las empresas deben poder ofrecer para atraer el capital que necesitan para financiar y acometer sus inversiones.

Naturalmente, esas estimaciones están sujetas a un cierto margen de incertidumbre. Para verificar la razonabilidad de la rentabilidad ofrecida (para el conjunto de los fondos propios y ajenos), cabe recordar que las empresas compiten para conseguir su financiación en mercados de capitales donde rivalizan con otras empresas que buscan financiación, de modo que deben ofrecer una rentabilidad competitiva con respecto a la que presentan empresas de riesgo similar. Además, si las empresas reguladas forman parte de un grupo internacional, la cabecera del grupo puede escoger entre dedicar los recursos financieros de los que dispone para invertir más o invertir menos en distintos países, y lógicamente evitará hacerlo en los países y actividades que ofrezcan una menor rentabilidad.

Por lo tanto, conviene contrastar la estimación del coste de capital que obtenga el regulador con la retribución ofrecida en otros países. Para que la comparación tenga sentido, se deben considerar países del entorno, y con un sistema regulatorio similar. Esto implica, por ejemplo, homogeneizar por el riesgo-país de cada país, lo cual lleva a comparar no la tasa de retribución en sí misma, sino el diferencial ofrecido por encima de los bonos del Estado de cada país para compensar el riesgo específico de la actividad cuya retribución se está fijando. En contraste, aunque el sistema regulatorio no es idéntico en todos los países, de acuerdo con el CAPM únicamente los riesgos no diversificables afectan al coste del capital, por lo que dichas diferencias son irrelevantes a estos efectos.

Distintos países aplican la tasa de retribución a bases de activos valorados de forma distinta (p.ej., en precios reales o nominales), o estiman una retribución

distinta (p.ej., antes o después de impuestos). Pero los reguladores publican habitualmente los parámetros necesarios para obtener una estimación homogénea del coste de capital, ajustada al caso español. Así, utilizando los parámetros publicados por otros reguladores de nuestro entorno para obtener un dato homogéneo del coste de capital se observa que el diferencial ofrecido por encima de los bonos del Estado en Alemania es de 389 puntos base, Francia 421, Gran Bretaña 460, Irlanda 473 e Italia 492.

En contraste, en la actualidad en España se ofrece un diferencial de solamente 200 puntos base, y recientemente la CNMC ha publicado un estudio (CNMC, 2018b) en el cual estima que el diferencial que resultaría de la metodología del CAPM en España, para su aplicación en el período 2020-2025, estaría en el entorno de 400 puntos base (el valor concreto no se conocerá hasta abril de 2019). Sin embargo, la estimación de la CNMC sigue siendo inferior a la ofrecida por la práctica totalidad de reguladores europeos.

Lógicamente, si el riesgo asociado con las inversiones en redes eléctricas en España no es inferior al riesgo en otros países, no parece que un diferencial de 400 puntos base pueda ser suficiente para compensar a los inversores por el coste de oportunidad que supone aportar financiación en forma de costes propios a las empresas de redes españolas. Los proveedores de capital preferirán aportar su dinero a empresas de redes de otros países. Por lo tanto, no parece razonable esperar que con ese diferencial las empresas de redes españolas puedan obtener financiación en los mercados internacionales.

Podría parecer que ofrecer una tasa de rentabilidad inferior al coste de financiación real de la empresa no supone un problema si la empresa es capaz de generar internamente fondos suficientes para financiar dichas inversiones. Sin embargo, si la tasa de rentabilidad que fija el regulador es inferior al coste de capital real de la empresa, esta se encontrará con que reinvertir fondos implica reducir el valor de la empresa. En efecto, se estarán usando fondos en inversiones que

ofrecen una rentabilidad inferior al coste de oportunidad que esos fondos tienen para los accionistas, de tal modo que se «canibaliza» el valor de las acciones de los accionistas ya presentes en la empresa.

En tal tesitura, la decisión racional de las empresas es invertir lo mínimo posible y repartir lo máximo posible como dividendos, para devolver a los accionistas los capitales invertidos (de hecho, Endesa adoptó en 2014 —y ha mantenido desde entonces— una política de dividendos con un *payout* de un 100 por 100)<sup>10</sup>. Como se ha señalado, el resultado a medio plazo es un incremento en el coste de suministro (porque no se efectúan inversiones aun cuando estas hubiesen sido eficientes) y una caída en la calidad de suministro.

En contraste, los últimos informes de supervisión que ha publicado la CNMC sobre las propuestas de los operadores para invertir en redes de distribución apuntan a que estas están alineadas con las cantidades máximas retribuíbles a través de los peajes, lo cual podría interpretarse como que la retribución ofrecida es suficiente. Dicha conclusión parecería verse reforzada por el hecho que no se observen problemas derivados de una situación de infrainversión generalizada (dificultades para cumplir los criterios de calidad de suministros, cortes frecuentes en determinadas áreas geográficas, etc.).

Por lo tanto, parecería que la rentabilidad ofrecida en la actualidad (que consiste en un diferencial de 200 puntos base antes de impuestos) es suficiente para atraer inversión. Sin embargo, dado que el actual diferencial es menor que la mitad de los diferenciales ofrecidos por cualquier otro país, tal conclusión no parece realista. Asimismo, cabría pensar que el sistema retributivo podría estar incluyendo otros conceptos sobre los cuales las empresas reguladas pueden obtener un margen que complemente su retribución. No obstante, dado que los costes unitarios reconocidos están basados en los costes de las empresas y que

<sup>10</sup> <http://www.expansion.com/empresas/energia/2017/11/22/5a1527ce46163f69148b45a6.html>

los esquemas de incentivos incluyen también penalizaciones, tampoco parece que sea ese el caso.

La explicación podría encontrarse simplemente en que la tasa de retribución aplicada en el período 2014-2019 (el sistema retributivo anterior no especificaba una tasa de retribución) fue fijada considerando que los tipos de interés de los bonos del Estado se situarían en el entorno del 4,5 por 100. Pero tras la fijación de la tasa de retribución, los tipos de interés se redujeron, situándose por debajo del 2 por 100 desde finales de 2014, dando como resultado un diferencial mayor que el diferencial de 200 puntos básicos que formalmente ofrecía la regulación, y haciendo atractiva la inversión.

Los operadores pueden también haber considerado que el hecho de que en el período 2014-2019 la normativa ofreciera un diferencial de 200 puntos base se debía a la situación de crisis económica entonces existente, y que hayan acometido inversiones con la expectativa de que la tasa de retribución se fijara a un nivel más razonable a partir del año 2020. En efecto, el artículo 14.3 del Real Decreto 1048/2013 estableció que para la determinación de la propuesta del valor de la tasa de retribución se deberá tomar en cuenta «la situación cíclica de la economía española» (de modo que aunque se ajuste a la baja en momentos de crisis económica, se compensaría ajustándola al alza en otros momentos).

Finalmente, la ausencia de problemas de suministro es lógica, dado el fuerte esfuerzo inversor anterior a la crisis económica (con un régimen retributivo distinto al actual) y el efecto depresor que la crisis económica ha tenido sobre la demanda de electricidad. De hecho, según datos del operador del sistema, la demanda punta de electricidad (que es lo que determina el dimensionamiento de las redes) sigue siendo un 10 por 100 inferior a los niveles observados antes de la crisis económica<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Según REE (informes de operación del sistema) en el período anterior al inicio de la crisis, la demanda de electricidad peninsular alcanzó un máximo de 44.876 MW mientras que en el período 2013-2017 el máximo alcanzado ha sido de solamente 41.015 MW.

### *El estándar de reconocimiento de costes*

Con (demasiada) frecuencia, los reguladores consideran que la forma de hacer que las empresas reduzcan sus costes es reducir su retribución, bajo la perspectiva de que las empresas van a ajustar sus costes a la retribución reconocida, sea la que sea. Así actuaría un organismo público (p.ej., un regulador), que se encuentra con que gastar menos que el presupuesto otorgado no le reporta ningún beneficio ya que simplemente redundaría en una reducción de sus futuros presupuestos. Sin embargo, las empresas privadas no funcionan de esa manera ya que sus incentivos son gastar lo mínimo posible para maximizar sus beneficios, con independencia del «presupuesto» que les haya reconocido el regulador.

Además, si el regulador toma decisiones que amenazan la recuperación de los costes en los que incurren las empresas, se producen dos efectos perjudiciales para los consumidores. Primero, las empresas pospondrán inversiones, aun cuando estas hubieran sido eficientes. Segundo, se incrementa la percepción de riesgo regulatorio, y con ello la rentabilidad exigida por los inversores para financiar a la empresa. Por eso, el riesgo regulatorio perjudica a los consumidores ya que incrementa el coste de financiación de las empresas y se traduce en mayores costes y peor calidad de suministro.

Por ello, en las actividades reguladas la tarea del regulador no consiste en fijar una retribución inferior a los costes en los que incurren las empresas, ni en fijar una tasa de rentabilidad lo más baja posible, sino en diseñar un sistema retributivo que ofrezca a las empresas perspectivas razonables de recuperar los costes en los que incurran de forma prudente para proporcionar el servicio (incluido el coste de los fondos propios que no aparece en la contabilidad de las empresas).

### **La tarea de regular el mercado minorista**

En España, la venta de energía eléctrica a los consumidores se desarrolla en un entorno competitivo,

excepto en el caso del suministro a los consumidores con derecho a tarifa regulada (actualmente, consumidores con potencia contratada no superior a 10 kW).

La eficiencia en este mercado requiere que los consumidores reciban señales de precios que reflejen los costes de suministro para inducirles a que tomen decisiones de consumo e inversión eficientes. Para ello, las tareas fundamentales del regulador son: *i)* diseñar peajes de acceso que reflejen los costes marginales de suministro, *ii)* asegurar que las tarifas reguladas no distorsionan el funcionamiento de los mercados, y *iii)* proporcionar información y educar a los consumidores, para evitar abusos.

#### *Los peajes deben reflejar los costes marginales de suministro*

Los consumidores basan sus decisiones de inversión en equipos (iluminación, electrodomésticos, etc.) y sus decisiones de consumo en los precios que pagan por su contratación de potencia y por su consumo de electricidad. Por ello, los peajes deben estar diseñados de tal modo que el término de energía refleje los costes marginales que induce el consumo de energía, y que el término de potencia refleje los costes marginales que induce la contratación o el consumo de potencia.

En la actualidad, existen diversas distorsiones que el regulador debería resolver:

— Los consumidores eléctricos soportan la mayor parte de los costes de apoyo a las renovables. Dichos costes son fruto de los objetivos de renovables basados en el consumo de energía final (no solamente electricidad). En contraste, los consumidores de hidrocarburos (gaseosos y líquidos) apenas contribuyen a financiar los costes del apoyo a las energías renovables. Y mientras que el precio de la electricidad incorpora el coste del CO<sub>2</sub> que su consumo implica, los consumidores de hidrocarburos no pagan por sus emisiones de CO<sub>2</sub>.

La gasolina y el gasóleo de automoción soportan formalmente una carga fiscal importante, de

14.000 M€/año<sup>12</sup>. Sin embargo, dicha carga es de magnitud equivalente al coste de la anualidad de las inversiones en infraestructuras de carreteras en España más los costes de mantenimiento (CE Delft, 2016). Por tanto, en realidad esa carga fiscal es equivalente a un peaje por el coste de dichas infraestructuras, de tal modo que en la práctica su carga fiscal es nula (cabe recordar que los consumidores de electricidad y gas pagan peajes explícitos por el coste de las infraestructuras que usan, mientras que en el sector de la automoción no existen tales peajes, excepto en autopistas).

Este tratamiento diferenciado del consumo de electricidad —con una elevada carga fiscal y parafiscal— y del consumo de hidrocarburos —prácticamente exentos— es socialmente regresivo, distorsiona las decisiones de los consumidores en contra del consumo de electricidad y es un obstáculo a la electrificación de la economía, esencial para la lucha contra el cambio climático.

— Los peajes eléctricos incluyen un término por energía que se utiliza para recaudar costes que, en realidad, no varían con el consumo de energía. Esto es ineficiente, ya que ninguno de los costes que se financian con los peajes varía con el consumo. También distorsiona las decisiones de los consumidores, a quienes por ejemplo les induce a instalar equipos de autoconsumo aun cuando cuesta menos suministrarles desde la red eléctrica (incluso con granjas solares de paneles fotovoltaicos). Esto supone un despilfarro de recursos y un incremento en el coste total del suministro energético, porque los consumidores no escogen la opción de suministro más eficiente, y desincentiva el consumo de electricidad frente a otras fuentes de energía, lo cual es contrario a la necesaria electrificación de la economía.

Por ello, los peajes eléctricos deben ser rediseñados, eliminando el término de energía, ajustando el término

<sup>12</sup> 9.173 M€ del impuesto especial de hidrocarburos (solo gasolina y gasóleo A y biocarburantes), 390 M€ del impuesto de matriculación, 2.718 M€ del impuesto de circulación y 1.722 M€ en peajes en autopistas.

de potencia de modo que refleje el coste de las redes de transporte y distribución, y creando un nuevo término fijo de abono (en euros/mes) que incorpore todos los demás costes cargados a los peajes eléctricos.

Esta reasignación de costes, especialmente del término fijo de abono (es probable que el término de potencia se revisara a la baja si solamente reflejara el coste de las redes), podría llegar a inducir la desconexión de algunos consumidores. La reasignación no implicaría un incremento en el coste medio de las facturas, pero sí en las de los consumidores con menor consumo, lo cual puede incluir segundas residencias (de consumidores con rentas elevadas) pero también consumidores vulnerables. Sin embargo, la clara identificación de los costes ajenos al suministro y su imputación a un término fijo de abono permitiría definir el bono social como la exención del pago de dicho término fijo, de modo que los consumidores vulnerables queden exentos de tener que financiar costes ajenos al suministro. De este modo, se solventa asimismo el potencial problema de desconexión de consumidores con bajo consumo.

— En la actualidad, existen peajes eléctricos con discriminación horaria (distintos niveles de precio en distintos períodos horarios). Dichos peajes tienen su origen a mediados de los años ochenta, por la necesidad de promover el consumo nocturno a causa de la inflexibilidad de las centrales nucleares que se estaban construyendo. Sin embargo, en la actualidad las señales de precio sobre cuándo consumir provienen del precio del mercado de generación, y no tiene sentido que existan peajes con discriminación horaria.

De hecho, el crecimiento de la generación de origen solar hará que, cada vez más, lo deseable no sea que los usuarios consuman durante la noche, sino que lo hagan durante el día en los días de más sol. Por eso, los peajes con discriminación horaria son contraproducentes: porque distraen de las señales de precio del mercado de generación, e inducen a los usuarios a consumir de noche cuando lo eficiente puede ser que lo hagan durante el día.

Dado que no tiene sentido que existan peajes con discriminación horaria y que pueden incluso estar dando señales de consumo ineficientes, deben eliminarse los peajes con discriminación horaria.

Todos estos ajustes tienen distintos impactos sobre distintos grupos de consumidores. Por eso, puede ser necesario diseñar un plan de transición. Existen múltiples medidas y estrategias que se pueden adoptar en este sentido. Sin embargo, un ajuste gradual podría favorecer la organización de la oposición por parte de los grupos de consumidores negativamente afectados, bloqueando los ajustes.

*El regulador debe asegurar que las tarifas reguladas no distorsionan el funcionamiento de los mercados*

En la actualidad, los consumidores eléctricos con una potencia contratada inferior a 10 kW tienen derecho a ser suministrados por un comercializador regulado bajo una tarifa regulada denominada PVPC. Dicha tarifa se calcula como la suma del precio horario del mercado de generación, más el peaje regulado correspondiente, más un coste de comercialización regulado.

Tras la liberalización del mercado minorista, la tarifa regulada pasó a denominarse «tarifa de último recurso» (TUR), y era vista como una tarifa orientada a proteger transitoriamente a los consumidores menos sofisticados. La intención era reducir poco a poco su alcance, para finalmente dejarla limitada a una tarifa para consumidores vulnerables y consumidores que, de manera fortuita y transitoria, se quedaran sin comercializador.

Sin embargo, dicha tarifa se ha mantenido (cambiándose su denominación y su forma de cálculo) bajo la percepción de que es simplemente una tarifa más, comparable a las tarifas que ofrecen los comercializadores en el mercado libre. No obstante, esta percepción es incorrecta, ya que fomenta que los consumidores se mantengan suministrados en una tarifa que no ofrece cobertura de precios, sin que necesariamente sean conscientes de ello.

Cuanto mayor sea la volatilidad del precio del mercado diario (como ocurrirá a medida que entren más renovables), más reacios serán los generadores a invertir, por el riesgo que ello supondrá. La celebración de contratos con consumidores finales reduce el riesgo y favorece la inversión, no solamente en instalaciones de generación convencionales, sino también en instalaciones renovables. Así, en la actualidad, uno de los principales obstáculos para la entrada de instalaciones renovables es la incertidumbre sobre el precio del mercado y la poca demanda de contratos a plazo. Por ello, la continuada existencia de la tarifa PVPC reduce la demanda de contratos a plazo, retrae la inversión en instalaciones de generación convencionales y renovables, incrementa el precio del mercado de generación y reduce la seguridad de suministro, en perjuicio de los consumidores.

Por otra parte, el coste de comercialización regulado de la tarifa PVPC se calcula como la media de los costes de los tres comercializadores con menor coste unitario, del total de ocho comercializadores regulados. Es decir, se considera que, sistemáticamente, más de la mitad de los comercializadores son ineficientes, hagan lo que hagan. Esta conclusión es arbitraria porque no se basa en un análisis de los costes y la eficiencia de las empresas.

Esto no significa que la retribución se deba fijar incluyendo sobrecostes ineficientes, pero si la retribución se fija por debajo de los costes medios de las empresas debe ser porque se han analizado sus costes e identificado ineficiencias. De este modo se protegen los intereses de los consumidores, pero sin denegar a los comercializadores el derecho a recuperar los costes en los que incurren de forma prudente para suministrar a los consumidores.

En cualquier caso, el enfoque actualmente seguido significa que, matemáticamente, el coste de comercialización regulado solamente permitirá cubrir los costes de comercialización de, como mucho, dos de los ocho comercializadores regulados. No se tiene en cuenta, por ejemplo, que distintas empresas pueden tener

distintos costes de forma justificada (p.ej. porque disponen de más recursos —personal u oficinas— para dar un mejor servicio a sus clientes, o de medios específicos para la atención a personas vulnerables con discapacidad o edad avanzada).

Por otra parte, resulta evidente que las empresas con peor atención comercial tenderán a tener los menores costes. Por eso, fijar la retribución con respecto al coste de las empresas con menor coste llevará a fijar la retribución al nivel de las empresas con peor calidad de servicio, e inducirá a las empresas a reducir al máximo la calidad de su atención comercial —dando la peor calidad de servicio— para evitar perder dinero.

El hecho de que el coste de comercialización reconocido no cubra el coste en el que incurren los comercializadores regulados implica también que los comercializadores del mercado libre no pueden competir con la tarifa PVPC. Esto desincentiva la entrada de nuevos comercializadores y disminuye la presión competitiva en el mercado minorista, reduciendo con ello la innovación y venta de nuevos tipos de contrato. Por ejemplo, no hay actualmente productos con precio variable y descuentos por gestión de la demanda, a pesar de que la gestión de la demanda es una estrategia básica para reducir las facturas de los consumidores, y cada vez más importante.

Por todo ello, el sistema de tarifas reguladas debe ser revisado. El coste de comercialización que se reconoce a los comercializadores regulados debe reflejar el coste en el que incurren por dar el servicio. Y la tarifa regulada debe pasar a ser realmente una opción de suministro de último recurso, ofreciéndose únicamente a los consumidores más vulnerables y solamente de forma temporal a los consumidores cuyos comercializadores dejen de operar. De otro modo, el resultado será un mayor precio y una menor seguridad de suministro en el mercado de generación, y una menor presión competitiva e innovación en el mercado minorista.

La eliminación del sistema de tarifas reguladas puede suscitar preocupaciones con respecto a si la presión competitiva en el mercado minorista es actualmente

suficiente como para asegurar que los consumidores reciban ofertas ajustadas a costes. Es posible que, en la actualidad, la existencia de tarifas reguladas esté forzando a los comercializadores a presentar ofertas que se ajustan a los costes de suministro para poder atraer a nuevos clientes. Por ello, cabría acompañar la eliminación de las tarifas reguladas con la imposición de una obligación a los comercializadores libres de incluir entre sus ofertas una oferta de precio variable, calculada como actualmente se calcula la tarifa PVPC, pero donde el coste de gestión comercial sea fijado libremente por cada comercializador y explicitado en la oferta. De este modo, la CNMC puede vigilar que el coste de gestión comercial se corresponde con los costes en los que incurren las empresas, del mismo modo que actualmente supervisa las ofertas de las centrales de generación. Al ser la metodología de cálculo de estas tarifas estándar, y al explicitarse el coste de gestión comercial, los consumidores podrán comparar fácilmente las ofertas de los distintos comercializadores, seleccionando el más económico.

*El regulador debe proporcionar información y evitar abusos a los consumidores*

Para que las decisiones de los consumidores sean eficientes, no basta con que las señales de precio sean eficientes, sino que también deben entenderlas. Por ejemplo:

— Muchos consumidores no entienden el tipo de tarifa a la que están acogidos. Por ello, cuando el precio del mercado de generación se incrementa, esto provoca preocupación incluso entre consumidores acogidos a contratos en el mercado libre cuyo precio es fijo. El regulador debe ayudarles a entender mejor las implicaciones de sus decisiones y las opciones de contratación de su suministro de energía, exigiendo además a las empresas que muestren claramente en sus facturas si están siendo suministrados bajo la tarifa regulada o en el mercado libre.

— Hay consumidores que escogen a comercializadores que les aseguran reducciones en sus facturas,

cuando en realidad dichas reducciones provienen de una disminución en su potencia contratada o del traspaso a un peaje con discriminación horaria. El regulador debe exigir que los comercializadores desglosen qué parte del ahorro que ofrecen proviene de reducciones en la potencia contratada o del traspaso a un peaje con discriminación horaria, y qué parte proviene efectivamente de la aplicación de un precio más bajo o de la instalación de un equipo de autoconsumo.

— Informar a un consumidor de que distintos electrodomésticos tienen una calificación energética A, B o C no le sirve para entender qué ahorro le supone y si merece la pena gastar 10, 50 o 100 euros más en un electrodoméstico con una calificación energética superior. Naturalmente, el ahorro depende del uso que el consumidor haga de dicho electrodoméstico, pero los consumidores podrían tomar mejores decisiones si el etiquetado energético incluyera una estimación del coste anual del consumo eléctrico de cada electrodoméstico (con uno o varios usos tipificados).

En el mismo sentido, es posible que los consumidores tengan dificultades para entender determinados aspectos de las ofertas de los comercializadores, por ejemplo cuando el descuento ofrecido se aplica solamente a uno de los términos de la tarifa. Por ello, además de exigir que las ofertas de los comercializadores contengan el desglose de los descuentos (para separar aquellos que se deben a ajustes de la potencia o al paso a una tarifa con discriminación horaria), también habrá de incluirse la puesta en equivalencia de los descuentos en términos de la factura total del consumidor —del mismo modo que en el mercado financiero se obliga a expresar el tipo de interés en términos de tasa anual equivalente (TAE)—.

La reciente decisión del Gobierno de obligar a los comercializadores a incluir información sobre el consumo real de potencia, para que los consumidores puedan contratar un nivel de potencia en línea con su consumo real, va en este mismo sentido.

El Gobierno también ha decidido recientemente prohibir la venta «puerta a puerta», ante la evidencia

de que algunos consumidores se sentían presionados por estos comerciales o les daban información no veraz. Sin embargo, la prohibición de este canal de venta afecta especialmente a los pequeños comercializadores, lo cual reduce la presión competitiva y perjudica a los consumidores. Por eso, debería plantearse sustituir esa prohibición por una mayor información a los consumidores que incluyera, como mecanismo de salvaguarda, una comprobación por parte de un verificador independiente que, ateniéndose a un cuestionario elaborado por el regulador, certificase que el consumidor había entendido y estaba de acuerdo con las condiciones ofrecidas por el comercial (tal como se hace en el sector de las telecomunicaciones). De este modo, se evita que se produzcan abusos, pero sin eliminar un canal de ventas que representa una importante fuente de información para determinados consumidores y de presión competitiva en el mercado.

Finalmente, cuando el precio del mercado se incrementa, el regulador no debe reaccionar indicando que va a investigar esos precios, como si en un mercado competitivo los incrementos en los precios fueran algo anormal. Naturalmente, el regulador debe estar siempre vigilante de que no se produzcan abusos, pero lo que debe hacer en tales circunstancias no es «echar leña al fuego» sino educar a los consumidores. Si el regulador contribuye a crear desconfianza en el precio del mercado, los consumidores preferirán quedarse en el sistema de tarifas reguladas, y no se esforzarán por entender cómo pueden reducir sus facturas incrementando la flexibilidad de su demanda, sino que esperarán, simplemente, a que el regulador intervenga para reducir el precio del mercado.

## 5. Conclusiones

La tarea de regular los sectores energéticos debe tener como objetivo fundamental favorecer que los sectores funcionen de forma eficiente. Esto no es porque la distribución de la riqueza no sea relevante, sino porque el consumo de energía no es un indicador

eficaz de la renta o patrimonio de las personas. Un funcionamiento eficiente es la única opción coherente con la maximización del bienestar social, porque incrementa la renta disponible para su redistribución mediante instrumentos de política fiscal o social.

En el mercado mayorista, esto implica que deben eliminarse las distorsiones que afectan a los precios y las decisiones de los agentes (especialmente los impuestos de la Ley 15/2012 sobre los combustibles y el valor de la electricidad producida). Con frecuencia los reguladores han concentrado sus esfuerzos en minimizar los pagos a los generadores, o limitar sus beneficios incrementando lo que se les cobra por el uso de las infraestructuras gasistas (reflejando el coste medio en lugar del marginal), sin tener en cuenta que esto distorsiona las decisiones de los operadores, y se acaba traduciendo en un mayor coste y una menor seguridad de suministro, en perjuicio de los consumidores.

En las actividades de redes, la tarea del regulador es diseñar un modelo de retribución que ofrezca a las empresas perspectivas razonables de recuperar los costes en los que incurren de forma prudente para proporcionar el servicio. Es importante que el regulador no reduzca la retribución de las empresas de forma arbitraria porque esto se traduce en riesgo regulatorio que incrementa el coste de financiación de las empresas, lo cual a su vez incrementa el coste para los consumidores y reduce la calidad del suministro. En este sentido, por ejemplo, para fijar la tasa de retribución, no es razonable utilizar un diferencial inferior al que ofrecen los reguladores en países con menor riesgo.

En el mercado minorista, el regulador debe primero asegurarse de que el diseño de peajes que pagan los consumidores y los generadores refleje los costes marginales de suministro, de forma que las señales de precios que reciben les induzca a tomar decisiones y adoptar comportamientos eficientes. El regulador debe también reducir el alcance de la tarifa regulada para que realmente sea una tarifa de último recurso, y deje de ser una tarifa para el suministro habitual de los consumidores domésticos. Finalmente, debe proporcionar

información y educar a los consumidores, para asegurarse de que sepan utilizar esa información y entender las ofertas de los comercializadores para minimizar el coste de su suministro.

### Referencias bibliográficas

[1] APPA (2016). *Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España*. Asociación de Empresas de Energías Renovables.

[2] ARNEDILLO, O. (2009). «Inversión y seguridad de suministro». *Tratado de regulación del sector eléctrico*, pp. 367-399.

[3] CE (2011). *Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050*. Comisión Europea.

[4] CE DELFT (2016). *Road Taxation and Spending in the EU*.

[5] CEPA (2018). *Study on the Estimation of the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe*. Cambridge Economic Policy Associates.

[6] CETA (2018). *Análisis y propuestas para la descarbonización*. Comisión de Expertos de Transición Energética.

[7] CNE (2008). *Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008 - Precios y costes de la generación de electricidad*. Comisión Nacional de la Energía.

[8] CNE (2013). *Informe sobre el comportamiento del mercado mayorista de electricidad durante los últimos meses de 2012 y enero 2013*. Comisión Nacional de la Energía.

[9] CNMC (2017). *Resolución relativa a la tasa anual de coste de capital a aplicar en la contabilidad de costes de Telefónica de España S.A.U., Telefónica Móviles España, S.A.U, Vodafone España, S.A.U. y Orange Espagne, S.A.U. del ejercicio 2017*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

[10] CNMC (2018a). *Acuerdo por el que emite informe sobre el proyecto de real decreto por el que se regula el procedimiento de cierre de las instalaciones de generación*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

[11] CNMC (2018b). *Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

[12] FABRA, N. (2018). *Simulaciones sobre los efectos de posibles medidas para reducir el precio de la electricidad en España*. Disponible en: <http://nfabra.uc3m.es/wp-content/uploads/2018/09/SIMULACIONES-energeia-NATALIA-FABRA.pdf>

[13] HAYEK, F.A. (1954). «The Use of Knowledge in Society». *The American Economic Review*, vol. 35, nº 4, pp. 519-530.