

La volatilidad de los precios de la energía se traslada íntegra al recibo sólo en España

JOSÉ M. CAMARERO



En otros países de la UE se aplican límites o tasas medias del 'pool' para evitar subidas del 30% como la sufrida por los hogares este invierno

MADRID. Los consumidores españoles han asumido una factura de la luz completamente distinta a la que tenían hace 15 años. Y lo han hecho casi sin enterarse de que lo que pagan cada mes depende de una especie de Bolsa energética cuyos resultados sólo llaman la atención cuando, como en las últimas semanas, los precios se disparan. Este 'pool' sólo influye en un tercio del recibo –el resto son costes fijos e impuestos– de unos 12 millones de usuarios –el 49% del total– que se rigen por la tarifa regulada (Precio de Venta al Pequeño Consumidor, PVPC). Todo el mundo se ha acostumbrado a mirar cuál es ese precio diario, como hace tres años ocurría con la prima de riesgo de la que nunca antes nadie había oído hablar.

El mecanismo funciona de la si-

¿Por qué recomienda el ministro a su madre la tarifa regulada?

La frase resultó lapidaria para la política de comercialización de las compañías eléctricas en pleno repunte del precio de la luz a finales de enero: «El PVPC es variable y es lo más barato. A largo plazo siempre es lo más barato. Yo les digo una cosa ¿por qué las eléctricas nunca llaman para pasar a los consumidores a PVPC? Han llamado a mi madre para convencerle de que saliese del PVPC en esta situación de precios». No la pronunció el responsable de ninguna organización de consumidores, sino el propio ministro de Energía, Álvaro Nadal, en el Congreso.

Las estadísticas no le quitan la razón. La tarifa regulada sigue siendo más económica que cualquiera de las ofertas libres que existen en el mercado. Esta misma semana lo ha refrendado la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Porque el PVPC fue la opción más barata, inferior en un 5% a cualquiera de las ofertas disponibles en el mercado libre.

guente manera: el día anterior a establecer el precio se estiman las necesidades energéticas que tendrá el país. Para cubrir las, cada central pone sobre la mesa la electricidad que puede ofrecer, así como el precio al que le cuesta generarla. El sistema acoge primero las fuentes más baratas –hidroeléctricas, eólicas, solares y nucleares–; pero si con su producción no puede cubrir toda la demanda, se tira de las más caras, como el carbón o los ciclos combinados de gas. Y aquí llega el problema, porque el coste que exigen estas últimas centrales es el que se les paga a todas, incluidas las renovables que ofertan barato.

Es lo que técnicamente se denomina como mercado marginalista, al que se acusa de 'sobretribuir' a determinadas centrales y de elevar los costes. En días como el pasado 25 de enero, el precio del 'pool' rozó los 92 euros por megavatio/hora (Mwh), lo que implicó una tormen-

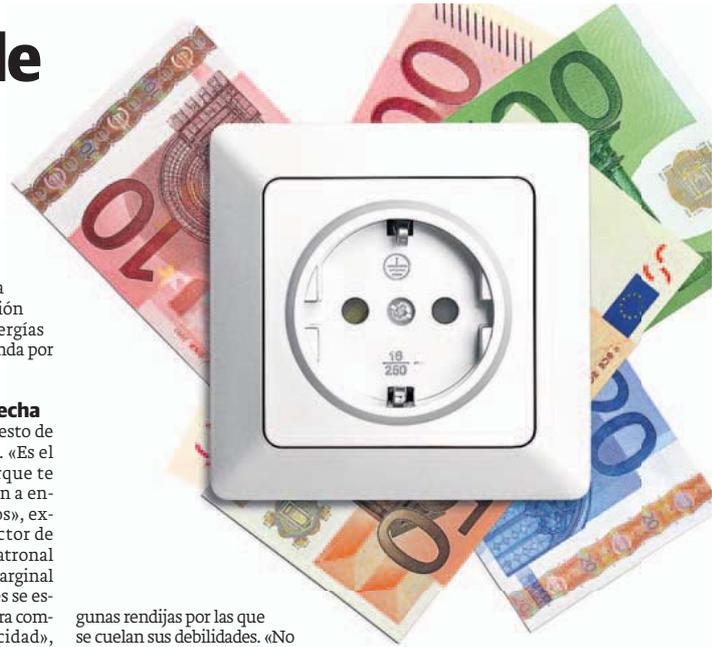
ta perfecta de precios en la que hubo mucha participación de los ciclos, poca de las energías 'verdes' y una elevada demanda por la ola de frío.

Competencia bajo sospecha

El sistema es similar al del resto de países de la Unión Europea. «Es el método más eficiente, porque te aseguras de que siempre van a entrar los recursos más baratos», explica Pedro González, director de Regulación de UNESA, la patronal de las eléctricas. El precio marginal «provoca que los productores se esfuerzen en todo momento para competir por ofrecer su electricidad», explica. Y recuerda que la alternativa de «fijar los costes de cada tecnología» es la que imperó hasta 1997. «Entonces, el precio medio de generación era de 50 euros por megavatio/hora y desde entonces a 2016 ha sido de 40 euros», apunta.

Sin embargo, el sistema tiene al-

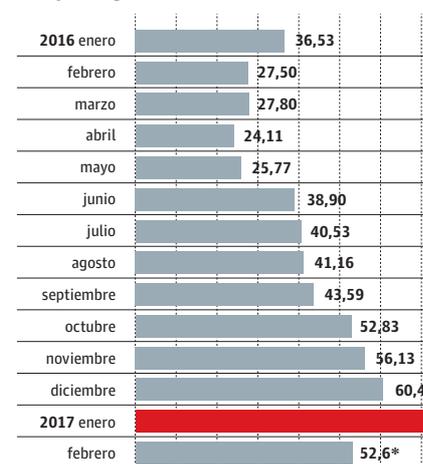
gunas rendijas por las que se cuelean sus debilidades. «No siempre se consigue esa eficiencia de la que se habla porque las firmas aprovechan los avances en I+D que consiguen aquí para trasladar esas tecnologías a sus negocios en el extranjero», apunta Xavier Brun, profesor de la Universitat Pompeu Fabra.



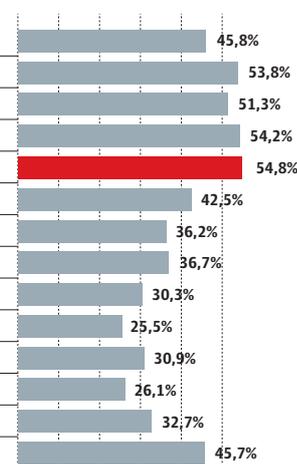
Massimo Cermelli, profesor del departamento de Economía de Deusto Business School, indica que el sistema de formación de precios «es eficiente siempre que sea completamente competitivo». Y apunta que esa falta de competencia puede de-

Radiografía del mercado eléctrico

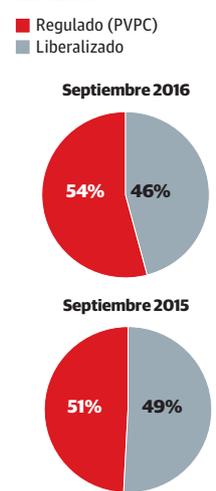
Coste medio de generación en euros por megavatio/hora



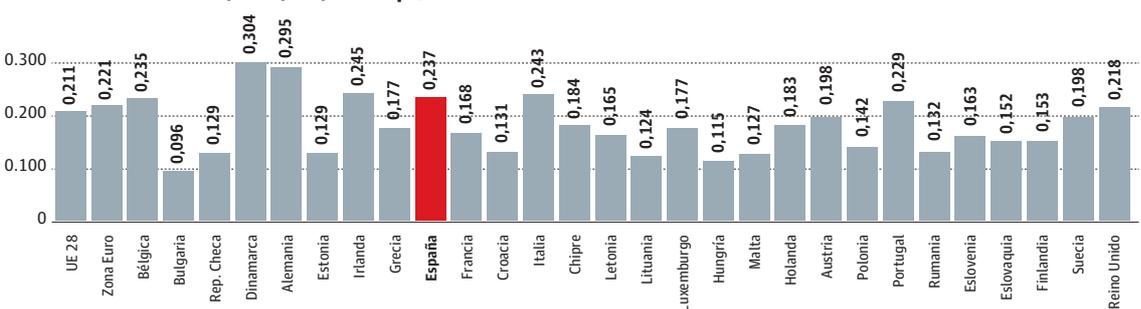
Aportación energías renovables (% sobre el total)



Tipos de contratos eléctricos

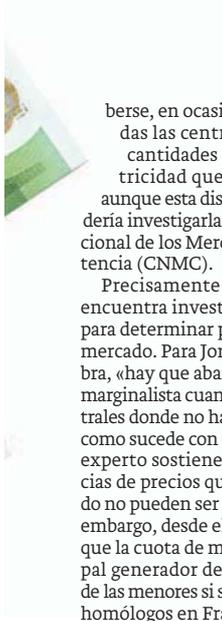


Precio medio del kilovatio/hora (kwh) en Europa, en 2015



Fuente: OMIE, REE, CNMC y Eurostat.

:: GRÁFICO EL CORREO



berse, en ocasiones, a que no todas las centrales ofrezcan las cantidades máximas de electricidad que pueden aportar, aunque esta distorsión correspondería investigarla a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Precisamente en ese ámbito se encuentra investigando la Fiscalía para determinar posibles abusos de mercado. Para Jorge Morales de Labra, «hay que abandonar el sistema marginalista cuando se trate de centrales donde no haya competencia», como sucede con los pantanos. Este experto sostiene que «las diferencias de precios que se han registrado no pueden ser tan drásticas». Sin embargo, desde el sector recuerdan que la cuota de mercado del principal generador de luz en España es de las menores si se compara con sus homólogos en Francia o Italia.

Precios medios vs. horarios

El problema con el que se encuentra el consumidor es que ese precio que se fija diariamente en el 'pool' se traslada íntegramente a sus facturas, si tienen PVPC. Algo que no ocurre en el resto de la Unión Europea. «En Francia, el 15% del coste eléctrico viene determinado por el mercado diario, pero el 85% no», sostiene Jorge Morales de Labra, experto en regulación eléctrica.

Lo que sucede en otros países es que «se vende la electricidad al usuario final con un precio medio mensual o anual», reconoce Pedro González, pero no de forma horaria, como ocurre en España. El responsable de UNESA admite que «el riesgo de la volatilidad» en el 'pool' «no se traslada tanto al consumidor».

En el resto de Estados prima otro modelo: el de los precios fijados de antemano, que son más estables –como ocurre con los 'packs' liberalizados del mercado español–, a cambio de pagar habitualmente más para protegerse frente a lo que el ministro de Energía, Álvaro Nadal, denomina como «gran volatilidad» a la que «hay que acostumbrarse».

La renovación del parque de contadores inteligentes –Iberdrola ya ha cambiado el 85% de los terminales, mientras que Endesa y Gas Natural lo han hecho en un 80% y un 75%, respectivamente– se encuentra muy ligada a estos cambios de precio. Fuentes del sector admiten que «hay pocos países que, como España, hayan desplegado tantos terminales inteligentes», con los que se trasladan los precios horarios del 'pool' a la tarifa. Una ventaja para cuando bajan, como ocurrió hace un año –el precio medio de abril de 2016 fue el menor en años, 24 euros/Mwh– pero un inconveniente si repuntan.

Para albergar una posible solución a las subidas de precio, los expertos insisten en que hay que fomentar la instalación de renovables, mucho más baratas que lo que costaban hasta 2008, cuando se las retribuía con unas primas elevadas que ahora se cargan a la factura.