



El mercado eléctrico ibérico (Mibel) está atravesando su transformación más profunda en décadas a consecuencia de la masiva penetración de fuentes renovables y el incremento de la generación *off grid* (fuera del mercado mayorista centralizado). Esta dinámica impacta en la formación de precios e introduce un nuevo concepto: los costes sistémicos, que comprometen la viabilidad del mercado mayorista.

A medida que aumenta la proporción de energía renovable eólica y fotovoltaica, el coste directo de generación disminuye, pero los costes necesarios para mantener la red estable y operativa –sistémicos– aumentan, lo que provoca distorsiones en el mercado. En primer lugar, surgen los costes de balance debido a la intermitencia de las renovables, que obliga a Red Eléctrica (Redeia) a mantener latentes y dispuestas a producir centrales térmicas de ciclo combinado o de bombeo hidráulico ante eventos meteorológicos adversos que afecten a la producción, o para que reduzcan producción si hay sobrecarga cuando la generación es excesiva. En segundo lugar, en las horas de sobreoferta de energía fotovoltaica se hunden los precios del mercado mayorista a niveles casi nulos o incluso negativos, canibalizando la rentabilidad de las plantas solares debido a la ausencia de almacenamiento. Por último, están los vertidos de energía (*curtailments*) derivados de la sobreproducción no casada con la demanda diaria: al no existir almacenamiento, el operador del sistema se ve obligado a desconectar parques renovables para evitar sobrecargas, algo que ya ocurrió en el gran apagón de 2025 debido a la restricción de insertar energía en el sistema a una frecuencia constante de 50 Hz.

En un *mix* tecnológico donde casi toda la generación proviene de grandes centrales térmicas, nucleares e hidroeléctricas, los generadores rotatorios sincronizados a la frecuencia de la red aseguran una frecuencia estable. Sin embargo, la energía solar fotovoltaica produce corriente continua y los aerogeneradores usan palas que giran a frecuencia variable. Para inyectar energía a la red a 50 Hz se necesita un inversor que no tiene masa rotatoria: si la producción cae instantáneamente a cero (una nube, cese de viento) no existe la inercia que sí tienen las centrales térmicas, lo que incrementa la inestabilidad de la red ante cualquier desajuste entre oferta y demanda. La gran transformación del mercado mayorista pasa por la instalación de centros de almacenamiento compatibles con la distribución de la electricidad para equilibrar el sistema.

Por el lado de la demanda, el crecimiento del autoconsumo (tanto residencial unifamiliar como a través de comunidades energéticas) altera los flujos tradicionales de la red, ya que los consumidores finales son a su vez oferentes netos en determinadas franjas horarias, lo que reduce la demanda del mercado *on grid* y acentúa y retroalimenta el excedente de energía renovable producido en las horas centrales del día. Esto da lugar al efecto



Placas solares instaladas en un edificio residencial de Barcelona. ENRIC FONTCUBERTA

Las renovables y el autoconsumo reconfiguran los costes de las eléctricas

Por Carlos Gutiérrez Hita. La generación fuera del mercado mayorista está erosionando la capacidad de las grandes energéticas para fijar precios

Investigador del Grupo Nebrija de Investigación en Economía, Bienestar, Empresa e Internacionalización (Ecemin)

curva de pato: el precio se desploma de día y repunta fuertemente al atardecer, cuando la producción solar cesa y los hogares intensifican el uso de electrodomésticos. Además, se genera una presión en las redes de distribución de media y baja tensión, que no están diseñadas para soportar los crecientes flujos de electricidad bidireccionales.

El mercado mayorista no debería retribuir la mera generación de megavatios, sino gestionar la flexibilidad del sistema: inyectar energía exactamente cuando el sistema la necesite. Los avances tecnológicos están priorizando el almacena-

miento de energía a gran escala (BESS, Battery Energy Storage Systems) en dos líneas complementarias. Por el lado de la demanda, la gestión de los contadores y el almacenamiento en baterías por parte de hogares y pymes, que guardan el excedente solar del mediodía para consumirlo por la noche.

Oferta

Por el lado de la oferta, la instalación de baterías a gran escala. Tras el impulso normativo de hibernación (Real Decreto Ley 7/2026), se proyecta desplegar hasta 22,5 GW de almacenamiento para 2030. Existen varios proyectos como el de FRV (*fotowatio renewable ventures*), cuyo objetivo es desplegar más de 5 GWh, combinando hibridación (baterías pegadas a grandes parques solares existentes) con baterías *stand-alone* (conectadas directamente a las subestaciones de la red eléctrica) para realizar un arbitraje técnico: cargar de día con vertidos solares sobrantes, proporcionando estabilidad de frecuencia a la red, y verter al sistema energía de manera ordenada durante la noche.

El proyecto Garcés (Navarra) avanza en la modulación de flujos de carga y descarga y optimiza la inyección a líneas de media tensión en subestaciones y polígonos industriales. Además, se están implementando alternativas para desarrollar almacenamiento de larga duración (LDES) mediante baterías de flujo de vanadio

(VRFB) que no se degradan tras miles de ciclos de uso, aunque su coste es aún superior al de las baterías de litio.

El ejercicio del poder de mercado de las empresas generadoras decrece al incrementarse los centros de producción *off grid*, que vulneran la capacidad de estas para fijar precios e introducen más elasticidad en la demanda *on grid*. España ya acumula cerca de 9,6 GW de potencia de autoconsumo que propician que en las horas centrales del día parte de la demanda residencial e industrial desaparezca de las carteras de clientes de las grandes eléctricas, que pierden su capacidad de ejercer presión al alza sobre el precio final (que se fija con las centrales térmicas más caras).

Así, las pequeñas instalaciones *off grid*, sin participar directamente en el mercado mayorista, consiguen expulsar del sistema a las centrales fósiles de las grandes eléctricas y les quitan la llave con la que antes fijaban precios artificialmente altos. El resultado es que las grandes energéticas están abocadas a entrar en el negocio del autoconsumo, donde compiten con pequeñas empresas instaladoras de equipos de generación *off grid*, e introducen competencia en el mercado.

El futuro del sistema eléctrico dependerá del desarrollo tecnológico aplicado a las grandes baterías de almacenamiento, de la idoneidad del marco regulatorio y de la evolución de la generación *off grid*.



Las pequeñas instalaciones 'off grid' logran sacar del sistema a las centrales fósiles sin participar en el mercado mayorista