

# El derrumbe de los precios eléctricos pone al borde de la quiebra a inversores solares

4:27 Estimated    934 Words    ES Language

Paradójicamente, las medidas adoptadas para paliar los efectos de la crisis energética de los últimos tres años están pasando una dura factura. El despliegue del autoconsumo, el impulso del ahorro y la eficiencia energética y el cierre de industrias, unido a temperaturas más suaves, están provocando un derrumbe de la demanda y de los precios eléctricos cuyas consecuencias son imprevisibles. Según un informe del Grupo ASE, al que ha tenido acceso **CincoDías**, el consumo de electricidad ha retrocedido a niveles ...

de hace 20 años: en lo que va de año ha caído un 0,8% respecto a 2023 y los últimos cinco años llevan acumulado un descenso del 7,6%. La demanda eléctrica se ha desvinculado del crecimiento de la economía, a la que históricamente había ido pareja, según subraya el estudio.

A la caída del consumo, que no tiene visos de mejorar, se une el descenso de los precios de la luz, que se derrumbaron un 44% en lo que va de marzo respecto a febrero (22,12 euros/MWh y **tan solo 0,66 euros/MWh para hoy, jueves**) y un 71% en comparación con los de hace un año. A ello ha contribuido, amén de la citada caída del consumo, el fuerte despliegue de plantas fotovoltaicas, la actual situación climática que ha favorecido una mayor generación eólica e hidráulica, el almacenamiento estratégico de gas y la condición de isla energética de España.

Para ASE, si la demanda sigue evolucionando al ritmo actual, “la generación renovable no dispondrá de contraparte compradora y podría enfrentarse a escenarios de pérdida de rentabilidad a corto plazo”. Se paralizarían nuevos proyectos por falta de financiación e, incluso, “se produciría la quiebra de empresas, que podrían ser absorbidas por las grandes compañías del sector”, subraya el informe.

Según matiza **Juan Antonio Martínez**, analista del grupo, “nos referimos a pequeños inversores fotovoltaicos, que invirtieron hace dos o tres años atraídos por las elevadas rentabilidades derivadas de los altos precios y que no han conseguido colocar su energía a través de contratos a plazo (PPA)”. Estos inversores no podrán afrontar el actual escenario de precios deprimidos del mercado y su situación se complica si han pedido financiación o, en el caso de los proyectos en marcha, si van a pedirla.

“Los bancos van a ser más reticentes a la hora de financiar con los precios actuales”. Además, para la fotovoltaica, conseguir contratos a plazo es más complicado “porque en las horas de mayor radiación los precios siempre estarán bajos”, añade Martínez. Además, para contratar PPA tienen que recurrir a una comercializadora. Las medidas prometidas por el Gobierno para su desarrollo y que formaban parte de la reforma del mercado europeo, todavía no han llegado. En el caso de los proyectos en trámite, que aún no se han construido, se podría producir un fuerte parón por los mismos problemas de financiación.

La pescadilla se muerde la cola: sin demanda y con sobreoferta de energía, la incapacidad de dar salida a la generación renovable hace que los precios, cada vez más expuestos a las *commodities* (gas, carbón o CO2), sigan bajando o haya una mayor volatilidad. La fotovoltaica ha aumentado su producción un 30% en un año y supone el 15% del mix (hasta el 50% en un día promedio entre las 9 y las 15 horas), cuando hace cinco años aportaba un 10%. Y es que la potencia de esta tecnología se ha multiplicado por tres desde entonces.

Con ello, y unido a la coyuntura climática, en que la eólica e hidráulica se están disparando, el operador del sistema, REE, se está viendo obligado a desechar producción (vertidos técnicos) y las tecnologías convencionales (nuclear, gas, cogeneración y carbón) se están quedando sin espacio, una situación hasta ahora inédita.

Así, según se indica en el informe, “algunas fuentes convencionales, como la nuclear, no disponen de flexibilidad suficiente para desconectarse a las 10 de la mañana y conectarse de nuevo a las 20 horas cuando ya no hay fotovoltaica”. Esto conlleva que el operador del sistema detenga aerogeneradores o desconecte plantas solares en los momentos de máxima radiación, lo que implica pérdidas económicas para los productores. Las proyecciones de los analistas apuntan también a una reducción del 70% de la generación de los ciclo combinados de gas en las horas pico solares en los próximos meses.

Una solución sería el almacenamiento, pero se trata de una tecnología incipiente, exceptuando el bombeo, que controlan en un 90% las dos grandes del sector, **Endesa e Iberdrola**, especialmente, esta última.

“Si queremos que las renovables no se paraliquen es necesario fomentar la demanda y aumentar la capacidad de las redes eléctricas”, señala Juan Antonio Martínez, si bien considera que, a diferencia de países como Holanda, las redes españolas tienen capacidad y son robustas. Y pone en cuestión que, en el actual contexto, se puedan alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Este prevé instalar cada año 14.650 nuevos MW hasta 2030, esencialmente de renovables.

En su informe, ASE señala que entre el 22 de febrero y el 4 de marzo el 90% de la demanda fue abastecida por energías que ofrecen con coste de oportunidad “cero” (nucleares y cierta hidráulica, con materia prima barata, que no pueden almacenar ni revender). Ello provocó que en ese periodo el precio fuese solo de 5,59 euros MWh. En este punto, el informe pone el foco en el sistema marginalista, “que tanto fue cuestionado” por algunos durante la crisis y es el que ha derivado en estos precios tan bajos.

No obstante, los analistas esperan que los precios de la luz suban en las próximas semanas a 60-80 euros/MWh, frente a los actuales 40 euros/MWh. Y consideran probable que se alcancen picos de 100 euros cuando los ciclos combinados marquen el marginal.