Energía, industria y competitividad

La energía es uno de los pilares de cualquier economía industrial. Su precio, su estabilidad y su disponibilidad condicionan directamente la capacidad de las empresas para producir, invertir y competir. Para muchas industrias, especialmente las más intensivas en consumo eléctrico, la factura energética no es un coste más, sino una variable decisiva. Por eso, cuando el precio de la electricidad aumenta de forma sostenida o el suministro se vuelve menos previsible, el problema deja de ser estrictamente energético y pasa a convertirse en un problema de competitividad.

A lo largo de este año la factura eléctrica ha vuelto a subir. Buena parte de las explicaciones se han centrado en el encarecimiento del gas natural y en las incertidumbres internacionales, especialmente las derivadas de la situación en Irán y de los problemas de navegación en el estrecho de Ormuz. Pero reducir todo el aumento a esos factores sería simplificar demasiado. Incluso aunque el gas regresara a los niveles de comienzos de año, seguirían existiendo costes estructurales que hoy pesan mucho más que hace unos años.

Uno de ellos es el de los llamados "servicios de ajuste". Detrás de este término técnico hay algo bastante sencillo: son las actuaciones que necesita realizar Red Eléctrica para mantener estable el sistema y asegurar que, en cada momento, la generación y el consumo estén equilibrados. Desde el apagón de 2025 el sistema opera con mayores márgenes de seguridad para reducir el riesgo de que vuelva a producirse una caída generalizada. Esa forma de funcionamiento, conocida como "modo reforzado", obliga a recurrir con mayor frecuencia a generación de respaldo y a adoptar medidas adicionales para estabilizar la red.

Todo ello tiene un coste. Los servicios de ajuste han pasado de 2,54€/MWh en 2020 a una media de 21,95€/MWh en lo que llevamos de año. En 2026, el sobrecoste acumulado por estas actuaciones ronda ya los 4.200 millones de euros, un 37,3% más que en el mismo periodo del año anterior. Para un consumidor doméstico este componente puede representar alrededor del 8% de la factura, mientras que para una empresa electrointensiva puede alcanzar porcentajes cercanos al 17%. Y la industria está sufriendo además de forma directa las tensiones del sistema: desde el apagón se han producido varias situaciones, en concreto diez, en las que determinadas empresas han tenido que reducir o interrumpir temporalmente su consumo para contribuir a mantener la estabilidad de la red.

Juan Córdoba

El problema de fondo reside en que España ha transformado muy deprisa su modelo de generación eléctrica, pero las redes y las infraestructuras necesarias para sostener ese cambio no han evolucionado al mismo ritmo. Hemos pasado de un sistema basado en unas pocas grandes centrales conectadas a los principales ejes de transporte a otro con miles de instalaciones solares y eólicas distribuidas por el territorio. Ese cambio exige una red más potente, flexible y mallada. Sin embargo, en determinados momentos se produce energía renovable muy barata que no puede aprovecharse. El resultado es paradójico: generamos electricidad que necesitamos, pero no siempre podemos utilizarla. En agosto, por ejemplo, se llegó a desperdiciar en un solo día alrededor de 60GWh de producción renovable, una cantidad superior al consumo eléctrico diario de toda Navarra.

A esta limitación se suma otra: la insuficiente capacidad de almacenamiento. Las energías renovables no producen siempre en los momentos de mayor demanda. Cuando hay excedentes, una parte de esa energía debería poder almacenarse para utilizarse después. Pero esa capacidad sigue siendo reducida. En consecuencia, cuando la producción renovable cae, el sistema necesita recurrir a otras tecnologías capaces de responder rápidamente y hoy esa función la desempeña en buena medida el gas natural, con un coste mucho más elevado. Por tanto, el despliegue de las renovables debe ir acompañado de redes, almacenamiento y generación de respaldo suficientes.

Esta situación revela uno de los principales desequilibrios del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). España ha avanzado con rapidez en la instalación de potencia renovable, pero no al mismo ritmo en el resto de elementos necesarios para que el sistema funcione de manera eficiente. Hemos invertido mucho en generar y menos en conectar, transportar y almacenar. De hecho, la potencia renovable se ha instalado aproximadamente al ritmo previsto, pero su generación efectiva se sitúa alrededor de un 20% por debajo de lo esperado; el consumo de productos petrolíferos aumentó un 16% entre 2021 y 2025, frente al objetivo de reducirlo un 37% hasta 2030; y la dependencia energética española se situó en 2025 en torno al 68%, lejos del 50% previsto para el final de la década.

Europa también está revisando sus prioridades. El debate ya no gira únicamente en torno a una energía verde, sino a una energía limpia, segura y competitiva. Y en ese nuevo enfoque la energía nuclear vuelve a ocupar un lugar relevante. Algunos países, como Alemania, han optado por respaldar las renovables con gas o carbón; otros, como Francia, mantienen una apuesta mucho mayor por la nuclear, emitiendo 10 veces menos CO_2.

La propia Unión Europea está impulsando nuevas tecnologías nucleares, como los pequeños reactores modulares, mientras España mantiene por ahora su calendario de cierre de las centrales existentes, optando de momento por el modelo Alemán.

La conclusión es sencilla: la transición energética no puede medirse solo por los megavatios renovables instalados. También debe medirse por la capacidad de la red para absorberlos, por el almacenamiento disponible, por la seguridad del suministro, por la cantidad de CO_2 emitido y por el coste final para hogares y empresas. Si ese equilibrio no se corrige, seguiremos pagando una electricidad más cara para mantener estable el sistema. Y ese sobrecoste terminará repercutiendo sobre la industria y sobre nuestra capacidad de competir.

Juan Córdoba Iturriagagoitia. Ingeniero industrial y miembro del think tank Institución Futuro.