



Central térmica de ciclo combinado de Endesa en Sant Adrià de Besòs (Barcelona), en una imagen cedida por la compañía. EP

La generación de electricidad con gas se dispara un 50% tras el apagón

Las grandes compañías se benefician de la gestión reforzada de REE y del protagonismo de los ciclos combinados, cuyas emisiones de CO₂ repuntan casi el 47% desde mayo

CARMEN MONFORTE
Madrid

Entre mayo y octubre de este año, la generación de las centrales de ciclo combinado de gas natural se ha incrementado algo más del 50% respecto al mismo periodo del año pasado (de 16.623 GWh a 25.114 GWh), según datos del operador del sistema Red Eléctrica de España (REE). Este fuerte incremento de la producción de los ciclos es consecuencia de la gestión reforzada que aplica el operador desde el apagón que sufrió la península Ibérica el pasado 28 de abril.

REE ha optado por programar masivamente ciclos combinados en los llamados servicios de ajuste para evitar las posibles sobreteniones en las redes. Estas provocaron el *blackout* en un día en que el operador solo tenía programadas seis centrales sincrónicas (que pueden absorber casi en tiempo real energía reactiva, la que se produce y no se consume y puede provocar sobreteniones).

Una consecuencia medioambiental ha sido el incremento añadido de las emisiones de CO₂ de los ciclos por la operación reforzada entre la fecha del apagón y finales de octubre: 2,54 millones de toneladas de CO₂ más (con un factor de 0,38 toneladas por cada

MWh producido) respecto a los mismos meses del año pasado, lo que supone una subida de casi un 50% (el 47%).

Entre mayo y octubre, las emisiones totales de los ciclos sumaron 7,94 millones de toneladas de CO₂, de las cuales, 5,40 millones correspondieron a la operación normal del sistema mientras que el resto, las citadas 2,5 millones de toneladas, se debieron a la operación reforzada de REE. Esta estrategia del operador del siste-

ma se ha hecho patente también en las cuentas de resultados trimestrales que las grandes eléctricas presentaron la semana pasada. Especialmente la líder de esta área, Naturgy, que, con una potencia instalada de 7.400 MW de ciclos combinados, incrementó su producción un 70,4% entre enero y septiembre, hasta 9.984 GWh.

Por su parte, Iberdrola y Endesa, con una capacidad similar cada una en la península (5.695 MW y 5.445 MW), vieron elevar

su producción en más de un 27%, en el caso de Iberdrola, hasta 3.753 GWh; y un 13%, en el de Endesa, con una producción de 4.968 GWh (sin contar las islas).

En cualquier caso, la mayor generación no implica *per se* un mayor beneficio, pues este depende del margen de cada compañía entre el precio al que adquiere el gas en los mercados internacionales y al que lo vende en el mercado español. La mayor beneficiada es Naturgy, por ser también la principal importadora, con importantes contratos con países productores (como Argelia y Rusia), que le proporcionan un sustancioso margen.

Así, la compañía que preside Francisco Reynés registró un beneficio bruto de explotación (ebitda) de 304 millones de euros solo por sus ciclos combinados en España, lo que supuso un 83,1% más que entre enero y septiembre de 2024, según declaró en sus cuentas la semana pasada.

En el negocio de generación térmica (que incluye también la nuclear, que descendió un 5,5% en el periodo), el ebitda de la energética fue de 523 millones de euros, un 21,6% más, frente al total del grupo de 4.214 millones de euros. Todo ello, según la empresa, a pesar de los mayores gastos de mantenimiento de las plantas "pa-

ra afrontar un régimen de operación más exigente", gastos que se incrementaron un 60% en el periodo, hasta 114 millones de euros.

Naturgy reconoce en sus cuentas que "la generación térmica ha arrojado fuertes resultados, especialmente en España", lo cual atribuye "a una mayor demanda y producción en los mercados de ajuste". La compañía reitera que "este rendimiento pone de manifiesto el papel esencial de los activos de generación flexibles, especialmente los ciclos combinados, que desempeñan un papel destacado para mantener la estabilidad del sistema". Las centrales convencionales, especialmente los ciclos, la hidráulica y la nuclear, sirven de respaldo para el control de tensión, y "compensan la caída de energía fotovoltaica por la noche y durante los picos de demanda", subraya Naturgy.

Mercado libre

Ni Endesa ni Iberdrola, que, al igual que Naturgy, son grupos verticalmente integrados, con negocios de distribución, generación y comercialización, han desglosado en sus cuentas esta cara de la moneda (el ebitda de los ciclos), pero sí la cruz que ha supuesto para sus comercializadoras del mercado libre los extracostes de los servicios por restricciones técnicas, que se calculan en 3.300 millones, frente a los 2.400 millones del año pasado.

Según declaraciones del presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, este coste ha supuesto para su compañía 180 millones de euros. En el caso de Endesa, su consejero delegado, José Bogas, lo cifra en 120 millones. Los costes de los mercados de ajustes no se consideran un coste regulado, por lo que no lo pueden endosar a la factura de sus clientes liberalizados (por el contrario, si los pagan los clientes con precio regulado, el PVPC) hasta que no venzan los contratos que tienen firmados.

De hecho, el presidente de Iberdrola aseguró tras la presentación de resultados que la compañía los tendrá en cuenta en sus nuevas tarifas. A medida que se vayan renovando los contratos plurianuales con los clientes del mercado libre se irá trasladando ese coste. Iberdrola prevé que esto ocurra en un 70% de los contratos en 2025 y en el 90% en 2027. Los precios del mercado mayorista aumentaron entre enero y septiembre un 21,0%, con una media de 63,4 euros/MWh respecto a los mismos meses del año pasado.

En el caso de las pequeñas y medianas comercializadoras, que no tienen la ventaja de las grandes con integración vertical y, por tanto, la operación reforzada les supone un perjuicio que no pueden compensar, han solicitado al Gobierno que estos costes tengan la consideración de regulados y que no formen parte del término de energía, sino del término fijo como los peajes y los cargos, lo que les permitiría asignárselos a los clientes directamente sin esperar a la renovación de los contratos.

El petróleo, estable pese al freno en la producción

El mercado observa con cautela a la OPEP. El precio del petróleo apenas osciló ayer, un día después de que la alianza anunciara por primera vez desde abril una pausa en el aumento de su producción. Sus representantes han afirmado que no prevén ningún exceso de oferta a corto plazo, y los inversores se lo compran a medias. El *brent*, la referencia mundial, avanzó el 0,2% y mantiene la racha de tres días seguidos de subidas. Al cierre de los mercados en Europa,

cotizaba por encima de los 65 dólares por barril.

Los analistas de Morgan Stanley no prevén "cambios sustanciales" en las previsiones para la OPEP: "El grupo sigue ajustando la oferta en función de las condiciones del mercado". El banco todavía prevé una bajada en los precios para 2026, pero eleva su estimación: de 57,50 a 60 dólares el barril a mediados del próximo año, un 10% por debajo del nivel actual.

CAIO MATTOS