

Cuando el calor aprieta: el verano que pone a prueba la transición energética

- Las olas de calor disparan el consumo eléctrico y obligan a demostrar si la energía renovable está preparado para la transición energética



transición energética

<https://iambiente.es/2026/08/19/cuando-el-calor-aprieta-el-verano-que-pone-a-prueba-la-transicion-energetica/>

Sandra Paniagua

Miércoles, 19 agosto 2026

Las olas de calor disparan el consumo eléctrico y obligan a demostrar si un sistema basado cada vez más en las energías renovables está preparado para responder con seguridad, eficiencia y sostenibilidad.

El verano que pone a prueba la transición energética

Son las ocho de la tarde y el termómetro sigue marcando más de 38 grados. En miles de viviendas, oficinas, hospitales, comercios e industrias, los aparatos de aire acondicionado llevan horas encendidos y no dan tregua. Basta una mirada a la curva de demanda eléctrica de España para entenderlo: el pasado 8 de julio, entre las ocho y las nueve de la noche, el consumo alcanzó los 39.160 megavatios, el nivel horario más alto de todo el verano. Ese mismo día, la demanda peninsular llegó a 813 gigavatios hora, la segunda cifra más alta desde finales de enero de 2021. Cataluña, por su parte, marcó su propio récord del año con 8.119 megavatios, muy por encima de los 7.384 del verano pasado.

Detrás de esos números hay una pregunta que empieza a vertebrar buena parte del debate energético español: ¿puede un sistema eléctrico cada vez más renovable soportar estos episodios extremos sin perder estabilidad? La respuesta no es sencilla, y tampoco es única.

Depende de cuánto sol y viento haya disponibles en cada momento, de cuánta electricidad seamos capaces de almacenar para las horas en que el sol se pone pero el calor no cede, y de si hogares e industrias empiezan a mirar el reloj antes de encender un electrodoméstico.

Prueba de resistencia

El verano ha dejado de ser solo una estación para convertirse en una prueba de resistencia. Durante décadas, el mayor consumo eléctrico en España se concentraba en invierno, cuando el frío obligaba a caldear viviendas y oficinas. Ese patrón se ha ido desdibujando.

Las olas de calor, cada vez más frecuentes e intensas por efecto del cambio climático, generan ahora picos de demanda que compiten de tú a tú con los invernales. El aire acondicionado se ha vuelto omnipresente, los edificios públicos y los grandes espacios turísticos multiplican su consumo en plena temporada alta, y la industria necesita mantener sus procesos de refrigeración funcionando sin descanso.

A todo ello se suman las noches tropicales, esas madrugadas en las que el termómetro no baja de los veinte grados: sin ellas, la red eléctrica tenía al menos unas horas para respirar; con ellas, el aire acondicionado sigue encendido de madrugada y la demanda apenas da tregua.

La Agencia Estatal de Meteorología situó el foco de la última gran ola de calor en el valle del Ebro, Extremadura y Andalucía, con máximas de hasta 42 grados, un episodio que, según la red europea de operadores de sistemas ENTSO-E, empujará la demanda eléctrica española este verano un 8,9% por encima de la del año pasado, muy por encima de la media continental, que se sitúa en el 2,5%.

Despliegue de las renovables

Lo llamativo es que este estrés sobre el sistema llega en el momento de mayor despliegue renovable de la historia de España. Junio de 2026 cerró con un 58,4% de generación procedente de fuentes renovables, según los datos del operador del sistema. La fotovoltaica lideró el mix por tercer mes consecutivo, con una cuota cercana al 29-30% y una producción que crece a doble dígito interanual; la eólica aportó en torno al 15-16%; y la hidráulica, cuando los embalses lo permiten, sumó cerca de un 9%.

El 29 de mayo, España vivió el día de mayor generación solar fotovoltaica de su historia, con 269 gigavatios hora en veinticuatro horas, un tercio de toda la electricidad producida esa jornada. Son cifras que hace apenas un lustro resultaban impensables.

Ahí aparece, sin embargo, la paradoja que define este verano: la energía solar produce más precisamente cuando más calor hace, es decir, en las horas centrales del día, pero la demanda eléctrica se mantiene alta hasta bien entrada la noche, cuando el sol ya no genera nada.

El pico de consumo del 8 de julio, de hecho, se registró entre las ocho y las nueve de la tarde, cuando la fotovoltaica ya se apaga y el sistema tiene que recurrir a otras fuentes para cubrir un consumo que sigue disparado. La termosolar, la tecnología que almacena calor para generar por la noche, ilustra bien esta brecha: España cuenta con 49 centrales operativas y 2.300 megavatios de potencia

instalada, pero la madrugada del pasado 23 de junio, mientras a las nueve de la mañana apenas inyectaba ocho megavatios a la red, a las once de la noche, en plena Noche de San Juan, superaba los 200. Una tecnología con enorme potencial nocturno que todavía está lejos de exprimir todo lo que podría aportar.

El verdadero desafío

Y ese es, en realidad, el gran mensaje que deja este verano: el verdadero desafío ya no es producir electricidad renovable, sino gestionarla. Durante años, la transición energética se midió casi exclusivamente en megavatios instalados, en paneles solares y aerogeneradores nuevos. Esa etapa no ha terminado, pero ya no basta.

Europa superó este año, por primera vez, los 100 gigavatios hora de capacidad de almacenamiento, y España avanza en esa misma dirección, aunque todavía con un largo recorrido por delante: el sistema eléctrico español cerró 2025 con 3.427 megavatios de capacidad de almacenamiento, de los que 3.331 correspondían a centrales de bombeo hidráulico —esas gigantescas baterías de agua que suben el líquido a un embalse superior cuando sobra electricidad renovable y lo dejan caer para generar cuando hace falta— y apenas 96 a baterías eléctricas.

Cambio en la fotografía

La fotografía está cambiando deprisa: entre abril de 2025 y abril de 2026 la potencia en baterías se multiplicó por seis, hasta superar los 200 megavatios, e Iberdrola puso en marcha en Cuenca dos de las instalaciones más grandes del país.

El objetivo marcado en la planificación energética nacional es llegar a unos 10 gigavatios en bombeo y otros 10 en baterías, y la Comisión Europea aprobó el pasado mes de mayo un mecanismo de mercado de capacidad dotado con hasta 9.000 millones de euros hasta 2036 para acelerar precisamente ese despliegue.

A ello se suman las redes inteligentes, que permiten anticipar y repartir mejor la carga; la gestión flexible de la demanda, que invita a industrias y grandes consumidores a desplazar parte de su actividad a las horas de mayor generación renovable; y las interconexiones eléctricas con el resto de Europa, que funcionan como una válvula de escape cuando el sistema aprieta.

De hecho, el propio operador del sistema ha tenido que pedir a la gran industria que reduzca su consumo en varios momentos puntuales de este verano, una medida excepcional que muestra hasta qué punto la flexibilidad de la demanda ya forma parte del día a día de la operación eléctrica.

El consumidor, en el mapa

En ese engranaje, el consumidor también tiene un papel que jugar, aunque el objetivo no sea trasladarle la responsabilidad del sistema, sino mostrarle que también puede aliviar la presión sobre la red. El autoconsumo fotovoltaico sigue creciendo: solo el año pasado se sumaron 36.330 nuevos hogares con placas solares y 229 megavatios de potencia adicional, según la patronal fotovoltaica UNEF.

Las baterías domésticas, todavía minoritarias, empiezan a asomar en los hogares que quieren guardar la energía que generan durante el día para consumirla por la noche. Y junto a ellas, medidas mucho más sencillas —una climatización eficiente, un buen aislamiento térmico, la domótica que apaga y enciende electrodomésticos en el momento oportuno, o simplemente programar la lavadora para las horas centrales del día, cuando el sol multiplica la generación— ayudan a que la curva de demanda sea menos abrupta. No se trata de pedir sacrificios, sino de entender que la transición energética también pasa por cambiar pequeños hábitos de consumo.

La Comunitat, un laboratorio

La Comunitat Valenciana se ha convertido en un laboratorio bastante representativo de todo este proceso, con luces y sombras incluidas. El Instituto Tecnológico de la Energía, creado en 1994 junto a la Universitat Politècnica de València, trabaja desde hace años en redes inteligentes, almacenamiento, hidrógeno renovable y electrificación de procesos industriales, con la vista puesta en polígonos y fábricas que puedan producir y gestionar su propia energía.

El Ivace+i, el instituto valenciano de competitividad empresarial, ha impulsado en los últimos años ayudas al autoconsumo en ayuntamientos —dos millones de euros solo en la última convocatoria, cerrada en mayo— y ha situado a la región entre las más activas del país en comunidades energéticas: 104 de las 837 que existen en España están en territorio valenciano, según el Observatorio Energía Común de Ecodes.

Pero ese liderazgo no está exento de fragilidad. La patronal valenciana del sector, Avaesen, ha alertado de que el proyecto de presupuestos autonómicos para 2026 vuelve a dejar sin dotación específica esta línea de ayudas, lo que supondría el segundo año consecutivo sin financiación propia y pone en riesgo más de diez millones de euros de inversión ya comprometida.

Un nuevo marco estatal, aprobado este año, amplía además las posibilidades del autoconsumo colectivo hasta los 5 megavatios y los cinco kilómetros de distancia entre instalación y consumidores, lo que abre la puerta a que barrios enteros, pequeñas empresas o polígonos industriales compartan una misma fuente de energía renovable de proximidad.

El reto

El reto, coinciden desde el sector, es que la simplificación normativa vaya acompañada de continuidad presupuestaria, porque sin ayudas públicas buena parte de estos proyectos —especialmente los que llegan a los hogares en situación de vulnerabilidad energética— simplemente no salen adelante.

Mirando más allá de este verano, los próximos años plantean un reto todavía mayor. La electrificación del transporte avanza con fuerza: las ventas de vehículos eléctricos crecieron más de un 30% en el conjunto de la Unión Europea en los primeros meses de 2026, con España entre los mercados que más empujan, y se espera que el coche eléctrico represente por sí solo un tercio de todo el consumo eléctrico adicional del continente este año.

A ese empuje se suman la expansión de las bombas de calor en la edificación, el crecimiento de los centros de datos que sostienen la economía digital, y el desarrollo del hidrógeno renovable como vector energético para procesos industriales difíciles de electrificar.

Las previsiones apuntan a que solo estas vías podrían añadir entre 20 y 30 teravatios hora de demanda de aquí a 2030, y que el conjunto de nuevos usos —industria, hidrógeno, centros de datos, puertos electrificados— podría sumar más de 170 teravatios hora adicionales en 2035.

La pregunta que queda planteada ya no es solo cuánta electricidad limpia es capaz de producir un país como España, sino cómo garantizar que esa electricidad llegue exactamente cuando se necesita, sin fisuras y sin renunciar a la seguridad del suministro.

Cuando por fin cae la noche y el aire acondicionado sigue funcionando en miles de hogares, el sistema eléctrico continúa trabajando casi en silencio, ajustando en tiempo real generación y consumo para que la luz no falte. Ahí, en ese equilibrio invisible, se juega buena parte del éxito de la transición energética.

No bastará con producir más energía renovable: habrá que lograr que, incluso en los días más calurosos del año, la electricidad siga llegando con la misma fiabilidad de siempre, con el menor impacto ambiental posible y con la capacidad de responder a un clima que, lo sepamos o no, ya ha empezado a cambiar.