

El final de 2025 marca el inicio de una nueva fase renovable

Diciembre de 2025 no es un cierre de año más: es una pista clara de hacia dónde se mueve el sistema eléctrico español. Las renovables ya sostienen más de la mitad del mix, pero el verdadero reto ha cambiado de sitio: ahora manda la integración, la red y el valor horario de la energía. En este nuevo tablero, ya no gana quien instala más, sino quien encaja mejor: ubicación, flexibilidad, almacenamiento y demanda inteligente.



Javier Lázaro
Director técnico y de regulación de APPA Renovables

Diciembre de 2025 deja una fotografía que, vista con calma, dice mucho más sobre el futuro que sobre el pasado. Los datos que analizamos en el Informe Mensual de Energías Renovables y Almacenamiento desde APPA Renovables dicen en qué punto de madurez está nuestro sistema eléctrico y, sobre todo, qué tipo de preguntas vamos a tener que responder el sector renovable a partir de ahora. Porque cuando una tecnología deja de ser promesa y se convierte en columna vertebral, el debate cambia: ya no gira tanto en torno a cuánta potencia instalamos, sino a qué valor aporta esa potencia en cada hora, en cada nudo de red y en cada condición meteorológica.

La primera cifra que conviene subrayar es simbólica y práctica a la vez: en diciembre, la generación renovable aportó el 48,9% del mix, con 11.359 GWh. No es un "dato bonito" para arrancar el artículo, pues la cifra ha estado en diciembre por debajo del 55,8% de genera-

ción renovable de 2025; pero es la constatación de que el sistema ya opera durante periodos largos generando con renovables cerca de la mitad de toda la electricidad. Esto no elimina los retos, pero sí cambia su naturaleza. La pregunta ya no es si las renovables "pueden" sostener el sistema, sino qué ajustes (técnicos, regulatorios y de mercado) hacen falta para que esa aportación crezca sin fricciones y sin costes evitables, a la vez que se prioriza la seguridad de suministro.

Hay una segunda cifra que encaja con esa idea de madurez: la demanda nacional creció un +4,2% interanual en el mes hasta los 22.582 GWh (sin contabilizar la demanda cubierta por autoconsumo). En un contexto donde llevamos años repitiendo que "la electrificación es el motor", ver crecer la demanda es una señal coherente con el rumbo que se persigue: más bombas de calor, más vehículo eléctrico, más consumo industrial electrificado. Pero el matiz importante es que una demanda creciente



no es automáticamente una buena noticia para cualquier inversión renovable si esa demanda no se alinea al mismo nivel que la generación (o si el sistema no tiene flexibilidad para casar ambos mundos). La electrificación no sólo es nuevo consumo; también debe ser consumo mejor gestionado, más flexible y más distribuido.

La red como nueva frontera: permisos, nudos y el cuello de botella inteligente

Si hay un lugar donde se ve el cambio de fase, es en las cifras relativas al acceso y la conexión. El informe refleja 98.824 MW de capacidad con permisos de acceso concedidos (un -2,3% frente al dato de noviembre) y 53.962 MW con permisos solicitados (un +6,5% frente al mes anterior). Está claro que el apetito inversor sigue ahí, pero vemos cómo va tomando más peso el lugar que la cantidad. En el desarrollo renovable, cada megavatio tiene geografía. Y la geografía, en 2025, ha sido sinónimo de red disponible, capacidad de evacuación, plazos reales y certidumbre. Esto es algo que veremos cómo toma aún más fuerza en los próximos años, cuando se plantean proyectos ya no es tanto la tecnología como la geografía.

En este tablero, los “nudos reservados” son una pieza que a menudo se cuenta con demasiada ligereza y poca claridad. Para entendernos, son puntos de la red cuya capacidad se reserva para concursos y procesos específicos, lo que ordena el acceso, pero también concentra expectativas. En diciembre se contabilizan 386 nudos reservados para concurso de generación y otros casos asociados a procesos administrativos/judiciales, con una potencia de 165.457 MW. 165 GW. Se dice pronto...

Y, si esto fuera poco, 80 nudos reservados para con-

curso de demanda. La lectura de fondo es evidente: el sistema ya no está en una fase donde la red “acompaña” sin más. La red es política energética. Y cuando la red se convierte en política energética, también se convierte en política industrial: decide dónde se instalan proyectos, qué industrias pueden electrificarse antes, qué almacenamiento tiene sentido, y qué territorios capturan inversión y empleo. El reto para el sector no es únicamente ganar concursos o conseguir permisos; es participar (con datos, propuestas y realismo) en una planificación que tiene que correr más rápido que el despliegue renovable, o al menos no retrasarse demasiado, pues esto ahondará en los desequilibrios existentes.

La demanda ya no es un número: es un tipo de demanda

La otra gran novedad del mes está en “cómo” crece la demanda. Más allá de los GWh consumidos, aparecen las solicitudes de acceso de demanda en la red de transporte: 90.426 MW en total, con un peso notable de almacenamiento (37.371,93 MW) y de consumo ligado a autoconsumo asociado a evacuación de generación (25.597,06 MW). Esta composición dice mucho: no estamos ante fábricas pidiendo más potencia; estamos ante un nuevo perfil de consumidor que quiere jugar un papel activo en el sistema, consumiendo sí, pero también generando y almacenando.

Que el almacenamiento aparezca aquí con fuerza (en solicitudes de consumo para poder cargar desde la red) es un mensaje directo: la flexibilidad ya no es un “complemento”; empieza a ser una infraestructura tan estratégica como la propia generación. Y que el autoconsumo ligado a posiciones de evacuación

gane terreno apunta a otra tendencia: la hibridación de usos (generar y consumir en el mismo entorno de red) como forma de reducir riesgos, mejorar el encaje local y aprovechar mejor las capacidades existentes de la red.

Si lo miramos con perspectiva, esto anticipa un mercado donde los proyectos no competirán únicamente por CAPEX bajo o por recurso renovable excelente. Competirán por su encaje en el sistema: por su capacidad de desplazar producción a horas más valiosas, de reducir restricciones, de ofrecer servicios, de convivir con demanda cercana o de integrarse con almacenamiento. Es un cambio cultural para el sector, porque obliga a pensar menos en “energía anual” y más en “energía útil” (útil para el sistema, general, y útil para la cuenta de resultados, particular).

El mercado explica el futuro mejor que cualquier discurso

Hay meses donde el mercado eléctrico habla alto y claro. Diciembre lo ha sido por el contraste horario: el precio medio horario más bajo se registró a las 14:00 (58,29 €/MWh) y el más alto a las 20:00 (105,25 €/MWh).

La curva del día vuelve a contar una historia que el sector conoce bien: las horas centrales, donde la solar aporta (y donde la demanda a veces no acompaña lo suficiente, también por un peso creciente del autoconsumo), tienden a abaratar; las horas de tarde-noche, donde cae la solar y la demanda se mantiene, recuperan tensión de precio.

Y aquí aparece un matiz relevante para 2025: en diciembre hubo 0 horas con precios cero o negativos, pero el acumulado de 2025 registra un 9,1% de periodos con horas ≤ 0 , y en el propio diciembre hubo 59 horas casadas entre 0 y 30 €/MWh.

Es decir: la presión de los precios existe, aunque no se exprese siempre en negativos. Y esa presión es exactamente la que empuja al sector hacia dos decisiones estratégicas: o se asegura ingresos (PPAs, coberturas...), o se gana la capacidad de escapar de las horas baratas trasladando energía (almacenamiento), o se hace ambas cosas.

En este punto conviene también hablar de un concepto que manejamos en el sector sin volverlo farragoso: el apuntamiento, una manera de medir si una tecnología cobra, de media, por encima o por debajo del precio del mercado en las horas en que produce. En diciembre, la solar fotovoltaica aparece con un apuntamiento de 0,83, mientras que la hibridación marca 0,90 y la eólica 0,91; la biomasa, por su perfil gestionable, se mueve en torno a 1,00. Debido al recurso solar en estas fechas, las diferencias no son tan acusadas como otros meses, pero aun así son significativas. No hace falta ser financiero para entender lo esencial: producir mucho cuando todo el mundo produce mucho reduce el valor medio capturado. Y eso, que en 2018 era una discusión de laboratorio, hoy es una realidad contable.

La consecuencia para el futuro es incómoda pero fértil: el sector entra en una etapa donde la rentabilidad no se defiende construyendo más, sino diseñando mejor. Mejor ubicación, mejor integración con red, mejor





combinación tecnológica, mejor gestión y, cada vez más, mayor relación con la demanda. Los proyectos que internalicen esa lógica cuanto antes tendrán ventaja competitiva.

Integración: menos ruido, más trabajo fino

Cuando la penetración renovable cubre la mitad del mix, el sistema se vuelve más sensible a la integración fina: ajustes, restricciones, operación y capacidad real de absorción. En diciembre, el promedio de servicios de ajuste fue de 15,82 €/MWh, un 14,21% inferior al mismo mes del año anterior. Esto puede interpretarse como una señal positiva (menor coste adicional de operación), aunque siempre conviene leerlo junto a otros indicadores.

Uno de esos indicadores es la Energía Renovable No Integrable (ERNI), es decir, energía renovable que no se llega a integrar por limitaciones del sistema. En diciembre se contabilizan 50,6 GWh y, además, el propio informe subraya una caída significativa respecto al mes anterior.

La cifra es relevante por dos motivos. Primero, porque muestra que el problema existe (aunque su magnitud fluctúe) y por tanto hay valor en reducirlo. Segundo, porque recuerda que la “transición” no solo se mide en cuántos MW instalamos, sino en cuántos MWh renovables dejamos de desperdiciar por falta de flexibilidad, por la red o por la falta de demanda.

También ayudan los intercambios internacionales: el saldo exportador fue de -118,07 GWh (exportaciones 1.235,8 GWh e importaciones 1.117,7 GWh). No se trata de hacer una lectura simplista de “exportamos,

bien” o “importamos, mal”. Se trata de entender que la interconexión funciona como una válvula adicional: cuando hay excedente, permite dar salida; cuando falta, permite apoyarse. Pero esa válvula tiene límites. De ahí que la flexibilidad doméstica (almacenamiento, demanda flexible, gestión hidráulica) sea un debate central, no accesorio.

Un apunte final en esta parte: las reservas hidroeléctricas se sitúan con un llenado total del 52,5%. La hidráulica sigue siendo, cuando está disponible, el gran “comodín” del sistema: aporta energía y, sobre todo, aporta capacidad de respuesta. Pero su disponibilidad depende del agua, y el agua depende del clima. Por eso, confiar en la hidráulica como única solución estructural sería ingenuo; verla como un activo valioso dentro de una cesta más amplia de flexibilidad, en cambio, es realista. Y ampliar nuestra capacidad de bombeo, apoyándonos en nuestra infraestructura hidráulica ya existente, debería ser una apuesta de país.

Gas renovable e hidrógeno: la segunda transición dentro de la transición

En paralelo, el sistema gasista también deja mensajes que conviene incorporar al relato renovable sin prejuicios. La demanda nacional de gas en el sector eléctrico aumentó un 3,1% respecto al mismo mes del año anterior. Aún siguen notándose los efectos del cero energético experimentando en abril y, si bien los ciclos combinados siguen siendo una tecnología de respaldo que entra cuando el sistema lo necesita, es importante que no avancemos por la transición energética con el freno de mano echado. Debemos recordar también que

tenemos opciones para descarbonizar también ese uso de gas en el sistema. Ahí entra el biometano, que en diciembre inyectó 38,2 GWh a la red y cubrió el 0,108% de la demanda nacional, con un crecimiento interanual del +34,7% en cobertura, grandes crecimientos sobre un volumen aún ínfimo.

Si el sistema eléctrico es el “escenario principal” de la transición, los gases renovables pueden convertirse en su equipo de apoyo: para procesos difíciles de electrificar, para aportar moléculas donde hacen falta, o incluso como almacenamiento estacional indirecto en el largo plazo.

Y luego está el hidrógeno renovable, la gran promesa energética e industrial, donde los números siguen recordando que la tecnología avanza, pero el reto de coste permanece: el coste promedio de producción del índice peninsular se sitúa en 153,82 €/MWh en diciembre. Este coste, hoy por hoy, nos señala que el hidrógeno no será la solución “masiva” a corto plazo, pero sí puede ser una solución industrial estratégica si se orienta bien.

Una verdad incómoda: el futuro no es más renovables, es mejores renovables

Con todo lo anterior, la conclusión es sencilla: España no está discutiendo si tendrá un sistema renovable; está discutiendo cómo lo operará de manera eficiente, competitiva, segura y socialmente sostenible. Diciembre de

2025 muestra un sistema donde las renovables sostienen más de la mitad del mix y donde la demanda crece; pero también muestra que la red y la flexibilidad son el terreno donde se jugará la siguiente partida.

Para el sector, esto implica asumir tres cambios de mentalidad. El primero: pasar de la lógica del “megavatio instalado” a la lógica del “megavatio bien integrado”, donde ubicación, hibridación y gestión importan tanto como el recurso. El segundo: tratar el almacenamiento y la demanda flexible como infraestructura (y como modelo de negocio), no como adorno tecnológico, porque el mercado ya está premiando la capacidad de producir en horas valiosas y evitar la canibalización. El tercero: ampliar la mirada a los vectores complementarios (biometano, hidrógeno renovable) para construir una descarbonización completa que no deje fuera a la industria ni a la seguridad de suministro.

Si algo deja claro el informe es que la “segunda fase” de las renovables no va de épica, va de oficio. Y eso, bien mirado, es una gran noticia: cuando un sector entra en la fase del oficio, deja de depender de la excepción y empieza a construir normalidad. Una normalidad energética más limpia, sí, pero también más exigente: con más datos, más coordinación y más inteligencia. Y esa exigencia es, probablemente, el mejor indicador de que vamos por el camino correcto. 🌈

