

# Resumen de **Prensa** Sector **Energético**



Sindicato  
Independiente  
de la Energía

Nos importan  
las **PERSONAS**

Creemos en la  
**NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para  
construir un  
**FUTURO** mejor

# 1.- La batalla de Endesa contra la 'ecotasa' catalana llega hasta el Constitucional.

Eleconomista.es, 10 de abril de 2025

**El órgano de garantías estudia si la subida del tributo en el año 2022 vulneró la legalidad.**

**La eléctrica se opone a un gravamen por el que ya ha abonado casi 600 millones a la Generalitat.**



La pugna de Endesa contra el impuesto catalán a las instalaciones energéticas llega hasta el Tribunal Constitucional. En el año 2022, la compañía interpuso un recurso ante el Tribunal Superior de Justicia de Cataluña (TSJC) contra la subida del 33% del impuesto sobre las instalaciones que inciden en el medio ambiente, también conocido como ecotasa en el sector. A raíz de este contencioso, el TSJC ha presentado una cuestión de inconstitucionalidad ante el órgano de garantías para dilucidar si la medida aprobada durante la presidencia de Pere Aragonès conculcó la legalidad.

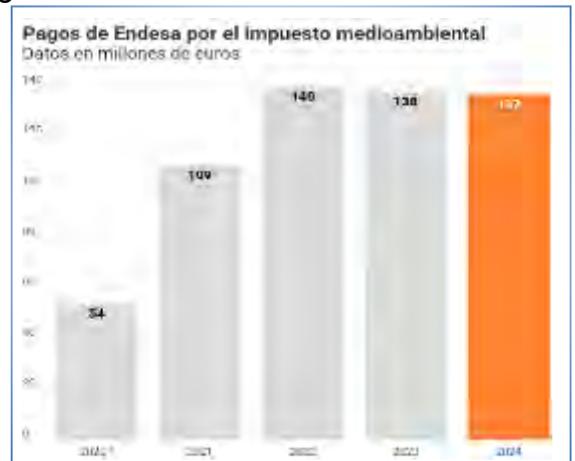
La cuestión ya ha sido admitida a trámite y la Generalitat ha presentado sus correspondientes alegaciones, según ha podido saber elEconomista.es. Las dudas del tribunal de segunda instancia se basan en el uso de un decreto-ley como instrumento empleado por el anterior Govern para aplicar su hachazo a las energéticas. El ejecutivo autonómico recurrió a este mecanismo de urgencia para elevar el tipo hasta un máximo de 0,00665 euros por kilovatio hora (hasta el 7 de abril de 2022 era de 0,0050 euros por kWh).

Aragonès justificó la subida del gravamen para financiar un plan de choque contra las consecuencias económicas de la invasión de Rusia a Ucrania. Lo hizo en un contexto en el que desde la administración se denunció beneficios extraordinarios de las energéticas debido al encarecimiento del precio de la energía, algo que las empresas siempre han negado al defender que la mayoría de sus ventas están comprometidas a plazo. Ahora, el TSJC considera que el Govern podría haberse extralimitado al aprobar aquel decreto-ley. En primer lugar, al carecer de una circunstancia de extraordinaria y urgente necesidad para bordear el Parlament.

## Subida del 33%

Además, por vulnerar el límite material de los decretos ley, subiendo un 33% un impuesto propio que supone aproximadamente el 50% de la recaudación tributaria por impuestos propios de la Generalitat. Fuentes del Govern explican que en sus alegaciones solicitaron la inadmisión de la cuestión de inconstitucionalidad "por no cumplir con los requisitos de aplicabilidad y relevancia exigidos por la propia jurisdicción del TC". Los servicios jurídicos de la Generalitat consideran que el decreto-ley no vulneró la normativa sobre decretos ley ni tampoco el principio de reserva de ley en materia tributaria.

Por su parte, desde Endesa no realizan ninguna valoración dado que el proceso judicial sigue abierto. Fuentes de la compañía puntualizan que el litigio se refiere a la forma en que se aplicó la modificación del tipo del impuesto y no a la naturaleza del propio tributo. Sin embargo, la energética siempre se ha opuesto a una



medida fiscal por la cual ya ha abonado casi 600 millones de euros a las arcas de la Generalitat (ver gráfico). En su día, la eléctrica denunció que la tasa ambiental haría inviable la explotación de las centrales nucleares en la comunidad, debido a una triple imposición. Al gravamen regional hay que sumar el del combustible gastado (estatal) y la tasa de residuos de Enresa, la empresa que gestiona los residuos nucleares. La producción nuclear también está gravada por un cuarto impuesto con el mismo hecho imponible, el impuesto a la generación eléctrica (IVPEE) del 7%.

Endesa es propietaria de Ascó I al 100%, mientras que de Ascó II posee un 85% (el 15% restante está en manos de Iberdrola). Por su parte, Vandellós II es propiedad de Endesa al 72% y de Iberdrola al 28%. La ecotasa grava la producción, almacenaje y transformación de energía eléctrica. La tasa general es de 0,00665 euros por kWh como se cita al principio de esta información, y de 0,00133 euros por kWh, en caso de que la actividad sea efectuada por instalaciones de ciclo combinado, que son las centrales que queman gas (antes de la subida era de 0,0010 euros por kWh).

También afecta al transporte de electricidad, quedando exentas las instalaciones de tensión inferior a 30 kV y las de evacuación de producción renovable. El tipo de gravamen es de 400 euros por cada kilómetro de longitud en tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 110 kV; 700 euros por cada kilómetro en tensión igual o superior a 110 kV e inferior o igual a 220 kV, y 1.200 euros por cada kilómetro en tensión superior a 220 kV. No obstante, deja fuera la generación hidráulica y eólica, así como al resto de renovables. Tampoco afecta a las centrales de biomasa y biogás.

## 2.- Iberdrola pugna por la licitación de una 'autopista eléctrica' en Australia.

eleconomista.es, 10 de abril de 2025

**La compañía concurre con Capella Capital y AusNet, ambas australianas.**



La compañía Iberdrola trata de hacerse con una licitación para instalar en Australia una línea de transmisión de alta tensión de 500 KV. En concreto, tratará de hacerse con los servicios de desarrollo y construcción, así como su eventual explotación, en consorcio con la compañía de infraestructuras Capella Capital y la suministradora de energía AusNet, ambas australianas.

También pugna para llevarse esta licitación otro consorcio formado por APA Group y la francesa EDF. Acciona, por su parte, también habría mostrado interés en hacerse con el proyecto, aunque habría quedado fuera del proceso.

El proyecto VNI West proporcionará suministro entre el oeste de Victoria y Nueva Gales del Sur aprovechando la electricidad verde de las Zonas de Energía Renovable (ZRE) de ambos estados a medida que se van cerrando las centrales de carbón.

VNI West se incluye en la Lista Nacional de Prioridades de Energías Renovables, un conjunto de 56 proyectos de generación, transmisión y almacenamiento a los que Australia otorgó un carácter prioritario. Esta condición se traduce en un apoyo coordinado por parte de la administración para su aprobación reglamentaria, urbanística y medioambiental.

Para avanzar con la tramitación del proyecto, el Operador del Mercado Energético Australiano (AEMO) creó una nueva empresa, Transmission Company Victoria (TCV), la cual se encargará de

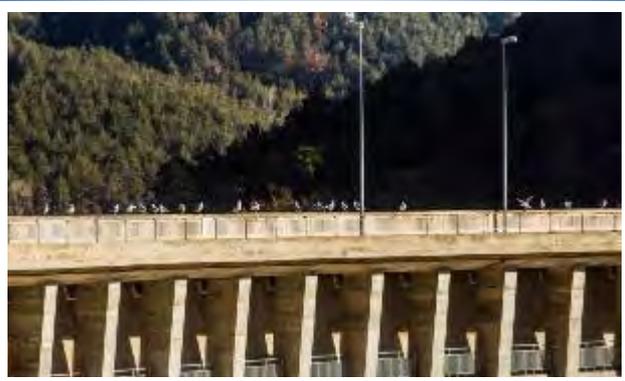
escuchar a quienes puedan verse afectados por los futuros desarrollos —terratenientes, propietarios tradicionales y la comunidad—, con el objetivo de comprender las preocupaciones locales y garantizar que los compromisos asumidos en las primeras etapas se respeten durante la vida del proyecto.

El operador australiano abrió el plazo para solicitar la licitación el pasado mes de julio. De acuerdo con los plazos marcados, se esperaba la designación del contrato al promotor a principios de 2025, y que durante el segundo trimestre se eligiera a un contratista para llevar a cabo las labores de ingeniería, compras y construcción. Las obras deberían comenzar en 2026.

### 3.- La hidroeléctrica asoma de nuevo la cabeza.

lavanguardia.com, 10 de abril de 2025

#### La recuperación de los pantanos activa la generación de electricidad y la presentación de nuevos proyectos.



A medida que avanza la primavera, cada vez son más las horas del día en las que se fijan precios cero o incluso negativos en el sistema eléctrico nacional. La explicación, mucho viento y mucho sol, a los que ahora se ha sumado también la hidroeléctrica, que ha vuelto con fuerza gracias a la recuperación de los embalses.

La generación de electricidad hidráulica empezó a crecer en el 2024, ejercicio en el que la producción nacional aumentó un 35,5% en comparación con el año precedente y un 94,9% respecto al 2022. Este

incremento llevó a la hidroeléctrica a representar el 13,3% del total de electricidad generada en el país en el 2024. Catalunya, gracias a las centrales ubicadas en la cuenca hidrográfica del Ebro, aportó el 10,3% de la electricidad hidráulica.

Se recuperan los pantanos, la generación y también los proyectos hidroeléctricos, que asoman de nuevo la cabeza. Hace apenas unos días, el Diario Oficial de Galicia publicaba que la que será la mayor central hidroeléctrica reversible de España, en Ourense, ha conseguido el sí ambiental de la Xunta. También en Catalunya está proyectada la construcción de una central hidroeléctrica reversible en el pantano de La Baells -(Berguedà).

Las reversibles son la gran apuesta actual porque utilizan la electricidad sobrante de la red para bombear agua que después utilizarán para generar electricidad cuando se necesite. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables, este tipo de instalaciones son una de las tecnologías mejor posicionadas para ayudar a equilibrar una red eléctrica en la que la producción energética no sea estable, como sucede con la eólica o la solar.



A pesar de estos nuevos proyectos, José María González Moya, director general de la Asociación de Empresas de Energías Renovables, advierte que, al ritmo actual, no se van a cumplir con los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec). Este se fija como meta incrementar la potencia instalada en 500 MW, hasta los 14.511 MW.

“No hemos hecho prácticamente nada en los últimos años y ahora tenemos que ponernos las pilas y deberíamos hacerlo cuanto antes”, señaló el responsable de la patronal de las renovables en una jornada en defensa del patrimonio hidráulico. González Moya también puso énfasis en la capacidad de almacenamiento de esta fuente energética, así como en su contribución a la -reducción del precio de la electricidad.

La jornada Salvar el patrimonio hidráulico español fue convocada por diversas instituciones relacionadas con la ingeniería ante la “creciente preocupación por la demolición de presas en España sin un análisis riguroso de su viabilidad económica, ambiental y social”. Los ponentes invitados defendieron la necesidad de preservar estas infraestructuras por su “papel clave en la laminación de avenidas, la regulación de caudales y la mitigación de inundaciones, además de garantizar el abastecimiento hídrico, incluidos también los periodos de sequía, y la producción de energía renovable”.

“Necesitamos embalses, pero necesitamos hacerlos bien, y nadie habla de ello a pesar de la sequía”, se lamentó el biólogo Josep Lascuráin en el encuentro. A los argumentos previos para mantener las presas, el biólogo añadió que “las colas de los embalses son una joya biológica porque son aguas estables”. “Hay especies en riesgo que sobreviven gracias a los embalses”, agregó Lascuráin.

Francisco Flores, doctor ingeniero de Caminos, Canales y Puertos, desmintió uno de los grandes argumentos a favor de la demolición de las presas. “No es cierto que en España haya casi un obstáculo por cada kilómetro de río porque en el país hay aproximadamente 500.000 km de cauces y el espacio ocupado por grandes presas y azudes no llega a 3.000 km”.

## 4.- Alemania paraliza el desmantelamiento de sus nucleares y estudiará reabrirlos.

eleconomista.es, 28 de marzo de 2025

### La coalición quiere impulsar el desarrollo tecnológico de reactores de última generación.

España corre el riesgo de quedarse sola en Europa con la energía nuclear. A los pasos dados por el Gobierno italiano de Giorgia Meloni para desarrollar minireactores nucleares (SMR) en el país, se puede sumar ahora Alemania.

El borrador del acuerdo de la futura coalición de Gobierno, encabezada por Friedrich Merz, se prepara para dar un giro radical a su política nuclear. En dicho documento de trabajo, adelantado por Contexte, las partes implicadas se proponen realizar una evaluación técnica para determinar si es viable reactivar los últimos reactores nucleares cerrados en el país de forma que sea técnica y económicamente razonable.

Hasta tener esta evaluación, se propone paralizar inmediatamente el desmantelamiento de estas plantas mediante acuerdos voluntarios con las empresas operadoras, dejando abierta la posibilidad de una futura de reactivación.

El acuerdo de coalición considera que la energía nuclear podría jugar un papel significativo para cumplir con los objetivos climáticos y garantizar la seguridad energética.

Alemania apostará en el ámbito europeo por la investigación en nuevas tecnologías nucleares, especialmente: reactores Modulares Pequeños (SMR), reactores de última generación y reactores de fusión nuclear.

La nueva coalición de gobierno se plantea también implementar un precio industrial especial de electricidad para sectores altamente consumidores y la reducción permanente del impuesto eléctrico para todos los usuarios al mínimo europeo. De hecho, esta misma semana la Comisión Europea ha aprobado un paquete de ayudas de 5.000 millones de euros para avanzar en este sentido, así como en la promoción de tecnologías de almacenamiento y captura de CO<sub>2</sub>, especialmente para industrias con emisiones difíciles de abatir, autorizando almacenamiento geológico tanto offshore como onshore.

La coalición germana pretende contar con una estrategia de centrales eléctricas con foco en nuevas capacidades de generación a gas hasta 2030 e impulsará un desarrollo acelerado de infraestructuras para hidrógeno verde, incluyendo importaciones estratégicas con la vista puesta a que estas plantas de gas puedan acabar operando con hidrógeno sostenible.

Entretanto, España sigue adelante con el plan de cierre nuclear, aunque el Gobierno se ha mostrado ya dispuesto a abrir una negociación con las empresas eléctricas si estas logran consensuar una posición unánime para replantear el futuro de estas plantas.

## 5.- Los elevados impuestos y gravámenes sobre la electricidad socavan la viabilidad económica de la electrificación y ponen a Europa en desventaja frente a EEUU y China.

elperiodicodelaenergia.com, 10 de abril de 2025

**Una transición sin costes en los impuestos y gravámenes sobre la electricidad impulsaría la competitividad y la seguridad energética.**



La energía eólica se convertirá en la principal fuente de electricidad de la UE antes de 2030. La UE quiere que la eólica cubra el 35% del consumo eléctrico en 2030 y más del 50% en 2050.

La energía eólica es asequible, escalable, limpia y autóctona. Reduce los costes energéticos de las empresas y los hogares europeos al tiempo que aumenta la seguridad y previsibilidad energéticas en comparación con los combustibles fósiles.

A pesar de las claras ventajas de la electricidad renovable frente a los combustibles fósiles, los

esfuerzos de electrificación de Europa están estancados. En la UE sólo el 31% de la energía utilizada en la industria procede de la electricidad.

La electricidad podría aportar mucho más. El 74% de la energía utilizada en la industria podría ser eléctrica con tecnologías ya disponibles en el mercado, como los hornos de arco eléctrico para el acero. Otro 14% podría electrificarse en 2030 y un 5% más en 2035, con lo que sólo quedaría un 7% de procesos que por ahora no son electrificables.

Europa necesita acelerar la electrificación. Muchos procesos industriales están listos para ser electrificados, especialmente los que funcionan con poco calor de proceso. Entre ellos están los del papel, la pasta de papel, los alimentos y bebidas y los productos químicos. Pero también

procesos más intensivos en energía, como la fabricación de acero. Europa puede hacer grandes cambios rápidamente y dar un verdadero impulso a su competitividad industrial.

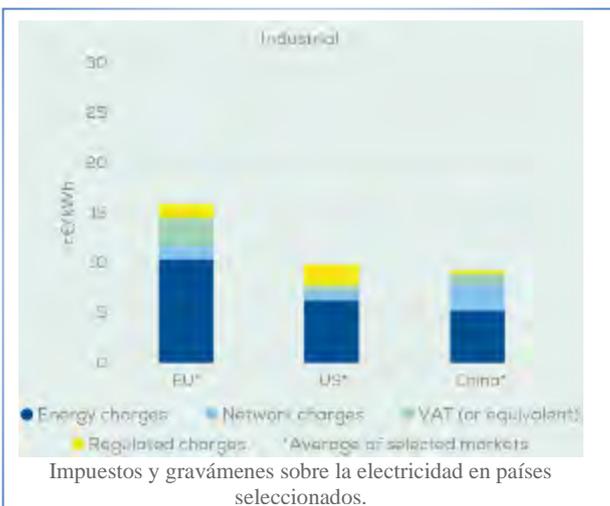
**Nuevo informe: los impuestos y gravámenes perjudican la electrificación**

Un nuevo informe publicado en el acto anual de WindEurope en Copenhague pone de relieve que los elevados impuestos y gravámenes sobre la electricidad son un lastre para la electrificación industrial. Esto se debe en parte a que los impuestos y gravámenes sobre la electricidad pagan por cosas que no tienen nada que ver con la energía.

La industria europea paga muchos más impuestos y gravámenes sobre la electricidad que la estadounidense y la china. El análisis por países muestra que las tasas reguladas de electricidad para la industria son 4 veces más altas en Europa que en China.

Y a pesar de la urgente necesidad de abandonar los combustibles fósiles importados, la electricidad se grava más que el gas en toda Europa. En Polonia, por ejemplo, las tarifas eléctricas industriales duplican las del gas industrial.

"Las energías renovables han contribuido a reducir los precios mayoristas de la electricidad en toda Europa. Pero los hogares y las empresas siguen pagando demasiado. Esto se debe a los elevados impuestos y a las tasas reguladas adicionales que siguen formando parte de nuestras facturas. Muchos de ellos no deberían estar ligados al uso de la electricidad, sino pasar a la fiscalidad general", afirma Vasiliki Klonari, directora de Integración de Sistemas Energéticos de WindEurope.



En muchos países, los sectores que consumen mucha energía y que suelen ser difíciles de electrificar se benefician de tasas reguladas más bajas y de exenciones de los costes de red. Pero la complejidad de conseguir estas exenciones suele ser mayor que las ventajas de pagar tarifas más bajas. Las industrias que están preparadas para la electrificación suelen tener que hacer frente a tasas reguladas mucho más elevadas que los sectores intensivos en energía.

En todos los países, una gran parte de las tasas reguladas de las facturas de electricidad financian medidas destinadas a la descarbonización de la economía, la seguridad del suministro y la eficiencia energética. Hoy en día, estos costes los soportan

principalmente los consumidores de electricidad. Y se destinan a cosas que socavan los objetivos energéticos de Europa. Desde el Pacto Verde, Europa ha gastado 364.000 millones de euros en subvenciones a los combustibles fósiles. Estos costes deben repartirse de forma más equitativa entre todos los usuarios de energía o contribuyentes, y destinarse a lo que aporte seguridad energética.

"La industria europea quiere funcionar con electricidad. Para que se realicen las inversiones necesarias no basta con el apoyo de los Gobiernos, también tenemos que arreglar las facturas de la electricidad, para que la industria pague el precio justo. Ahora mismo, las reglas del juego están en contra de la electrificación: no es justo que las tarifas de la electricidad sean más elevadas que las del gas", afirma Pierre Tardieu.

**Cinco recomendaciones para reformar las tarifas eléctricas**

El informe ofrece 5 recomendaciones para reformar las tarifas reguladas de la electricidad y hacerla más asequible:

1. Reducir al mínimo las tarifas eléctricas reguladas.
2. Eliminar las tarifas no relacionadas con la energía.
3. Trasladar el apoyo a las renovables y los cargos por capacidad a la fiscalidad general para una mejor supervisión del gasto energético en seguridad energética, asequibilidad y descarbonización. Estas medidas aportan beneficios económicos más amplios y no deberían estar vinculadas al consumo de electricidad.
4. Reducir las tasas reguladas para las industrias listas para la electrificación, aunque no sean intensivas en energía.
5. Mantener en las facturas de electricidad las tasas de desarrollo y explotación de la red vinculadas al consumo para promover un uso eficiente del sistema eléctrico.

## 6.- El caos del precio de la electricidad frena en seco el despliegue de renovables en España.

canarias7.es, 14 de abril de 2025

**Los proyectos de energías limpias retroceden por culpa del desplome de precios de la luz que ellos mismos han provocado.**



«Morir de éxito» es una frase ya acuñada que describe situaciones en las que el éxito genera tal demanda que desborda la capacidad de respuesta de una empresa, que acaba colapsando. Esta es la situación que están viviendo muchas compañías y proyectos renovables en España. Y en parte, los responsables son ellos mismos.

En los últimos diez años, España —según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)— ha duplicado su capacidad de generación renovable, pasando de los 47.740 MW de 2015 a los 88.498 MW en 2024. De ellos, ocho de cada diez se producen mediante aerogeneradores y paneles solares. Solo en el último año, la generación aumentó un 13 % con respecto a 2023 y, por segundo ejercicio consecutivo, la producción renovable superó a la no renovable. Esto ha provocado una caída de las emisiones del sector y un desplome del precio de la electricidad: dos noticias en apariencia positivas que, sin embargo, están empezando a volverse en contra del propio sector.

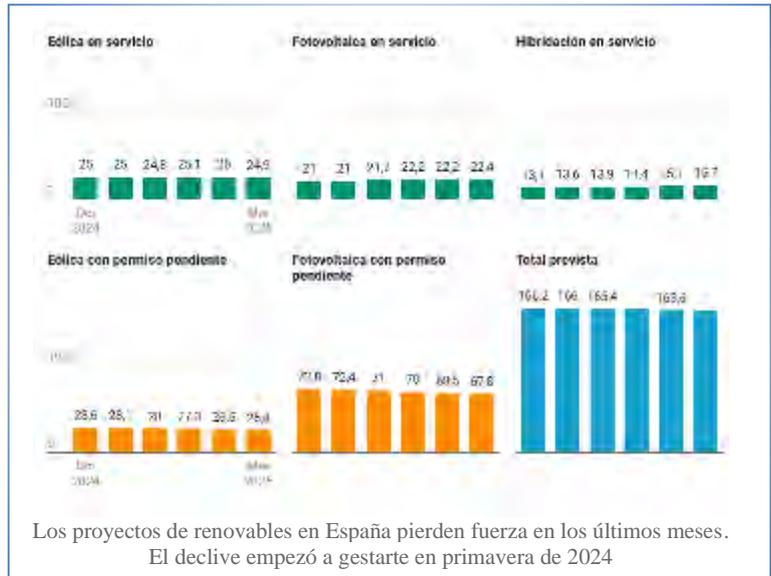
En 2023, España vivió una situación inédita: precios negativos en el mercado eléctrico. Una anomalía que ha comenzado a repetirse con frecuencia. En un mismo día, los precios pueden llegar a variar hasta un 2.000 %. «Esto genera algunos beneficios para el consumidor, pero también es una señal de advertencia sobre la sostenibilidad de los ingresos de los inversores y de las futuras inversiones», advirtió la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) en su informe World Energy Investment 2024. Aunque desde el sector aún no se detectan señales claras de debilidad. «En potencia instalada sobre el terreno seguimos la senda del año pasado», asegura José Donoso, director general de la Unión Española Fotovoltaica. No obstante, los datos de Red Eléctrica Española a los que ha tenido acceso este medio sí muestran signos de ralentización en los últimos meses.

Por ejemplo, los proyectos eólicos en servicio no han aumentado. «No se termina de coger el ritmo adecuado», apunta Juan Virgilio Márquez, director general de la Asociación Empresarial Eólica



(AEE). Las tramitaciones, por su parte, descienden de forma progresiva. En el caso de la fotovoltaica, ocurre algo similar. «Los inversores también necesitan certidumbre, especialmente en un escenario de volatilidad de precios como el actual», añade Donoso.

El pasado 7 de abril, el precio de la electricidad en el mercado mayorista era de 0 euros a las 16:00, pero subió a 170 euros a las 21:00. Y así, día tras día, con cada vez más frecuencia. Más sol y más viento implican más generación, y por tanto, precios más bajos. Un círculo vicioso que está provocando el cierre de proyectos por falta de rentabilidad.



En marzo del año pasado, la suma de proyectos renovables en funcionamiento y en tramitación alcanzaba los 172 GW. Un mes después, la cifra había descendido a 163,1 GW, según los datos de REE. Una caída sostenida que refleja la presión interna del propio sector. «Porque es mejor seguir produciendo que parar», destacan fuentes del sector. Todos los proyectos inyectan constantemente energía en la red, los precios se desploman y calcular la rentabilidad real se vuelve cada vez más complejo.

Incluso los proyectos con contratos de compraventa de energía (PPA) a largo plazo están viéndose afectados. En 2023, estos acuerdos se cerraban a diez años con precios superiores a los 40 euros/MWh. Actualmente, están por debajo de los 30.

### Criba en el sector

Sobre la industria sobrevuelan nuevos nubarrones, más allá de la volatilidad de precios: la revisión del inventario administrativo de proyectos renovables. Solo sobre plano hay 1.700 proyectos fotovoltaicos con luz verde para comenzar su construcción, a los que se suman otros tantos que acumulan 115 GW con permisos de acceso y conexión, solicitudes en curso o pendientes de presentación.

El golpe inminente afecta a cerca del 10 % de esos 115 GW. Según estimaciones del sector, unos 10.000 MW con acceso otorgado por Red Eléctrica Española y que aún no están en marcha podrían perder su viabilidad a partir del próximo verano, al expirar el plazo establecido por el Real Decretoley 23/2020. Esta norma otorgaba cinco años para poner en marcha los proyectos, debido a los cuellos de botella administrativos. Ese plazo expira el 25 de junio, y muchos proyectos siguen sin avances reales.

El impacto no se limita al ámbito energético: también amenaza al financiero. La cancelación de estos proyectos dejaría impagadas líneas de crédito por más de 4.000 millones de euros. Desde grandes empresas cotizadas hasta pequeños emprendedores, todo el ecosistema renovable mira con inquietud la llegada del solsticio de verano.

Desde el sector critican el silencio del Gobierno que no reacciona ante la cercanía de la fecha. Los expertos, por su parte, consideran que es necesaria una limpieza de los proyectos y repensar la forma en la que se otorgan y conceden estas oicencias, que en sus primeros años fue usada como moneda de cambio para calentar la especulación. Ahora, cientos de millones en inversión están en el aire.

## 7.- EDP planea construir la mayor central hidráulica de la región en Tineo.

rtpa.es, 10 de abril de 2025

**La compañía invertirá 500 millones de euros en una nueva central hidráulica de bombeo en el río Narcea.**

EDP va a construir una central hidráulica de bombeo reversible en Tineo. Será la mayor de Asturias con 450 megavatios de potencia. La compañía proyecta una nueva presa uno metros más arriba del actual embalse de La Barca, que gestiona la propia EDP. Mediante turbinas aprovechará el agua para generar electricidad entre ambas instalaciones. Para ello va a invertir unos 500 millones de euros.



La central aspira a conseguir potencia en el llamado Nudo del Narcea, es decir, engancharse a la red eléctrica en el hueco que dejó la antigua térmica de carbón de Soutu. EDP estima que las obras durarán cinco años y dará empleo a unas 800 personas.

## 8.- Un impuesto a la energía eléctrica que urge eliminar.

eleconomista.es, 14 de abril de 2025

**La tasa del 7% a la generación encarece los precios sin beneficiar al medio ambiente.**

**La recuperación del IVPEE ha generado un efecto inmediato en el precio de la electricidad.**

Entre 2021 y 2023 España suspendió el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE), que grava con un 7% la generación de electricidad, con el objetivo de abaratar la factura de la luz y aliviar la carga económica de autónomos, pequeñas y medianas empresas, y al consumidor doméstico. Sin embargo, a finales de 2023, el gobierno decidió reintroducir este gravamen, una medida que ha tenido repercusiones directas en el precio actual de la electricidad, afectando a la competitividad de nuestro país.

España ha experimentado un notable incremento en la capacidad de generación de energías renovables. Según datos de Red Eléctrica, en 2024 la potencia renovable instalada aumentó en 7,3 GW, alcanzando un total de 85,14 GW, lo que representa el 66% de la potencia total instalada en el sistema eléctrico nacional. Este crecimiento refleja el compromiso del país con la transición energética y la reducción de emisiones de CO2. En 2024, la generación de electricidad a partir de fuentes renovables alcanzó los 148.999 GWh, un incremento del 10,3 % respecto al año anterior, representando el 56,8% del mix energético nacional. Este avance sitúa a España como líder en la adopción de energías limpias, destacando especialmente en la producción de energía solar y eólica.

La reactivación del IVPEE en 2024 ha generado ingresos adicionales para el Estado. Aunque las cifras exactas de recaudación no han sido publicadas oficialmente, se estima que este impuesto podría aportar alrededor de 1.153 millones anuales a las arcas públicas. Esta estimación, realizada por la AIREF se basa en la aplicación del 7% sobre los ingresos totales derivados de la actividad de producción e incorporación de energía eléctrica. Sin embargo, al poner esta cifra en perspectiva,



su impacto en los Presupuestos Generales del Estado (PGE) es relativamente limitado. Dado que los PGE ascienden a aproximadamente 590.000 millones de euros, la recaudación del IVPEE representaría solo el 0,2 % del total.

Esta proporción es mínima en comparación con otras fuentes de ingresos fiscales, lo que cuestiona la eficacia de mantener un impuesto que tiene un impacto tan reducido en las finanzas públicas pero que, al mismo tiempo, encarece la electricidad para consumidores y empresas. Sin embargo, la

recuperación del IVPEE ha generado un efecto inmediato en el precio de la electricidad. Al incrementar el coste de producción, este gravamen se traslada a los consumidores, encareciendo la factura de la luz en un momento en el que muchos hogares y empresas ya enfrentan dificultades económicas. La medida, que debería ser un mecanismo para promover la sostenibilidad, se convierte en un factor que encarece la energía sin aportar beneficios al medio ambiente.

Además, esta política impositiva coloca a España en desventaja frente a otros países europeos que han optado por modelos fiscales más flexibles en el sector energético. Mientras naciones vecinas continúan promoviendo la inversión en tecnologías limpias mediante incentivos y reducciones impositivas, la reincorporación del impuesto en España actúa como un lastre que desincentiva tanto la inversión nacional como extranjera en el sector. La competitividad del país se ve mermada, afectando la capacidad de nuestras empresas para competir en un mercado global cada vez más exigente y en constante evolución.

El retorno del impuesto no solo impacta en el precio de la electricidad, sino que tiene efectos en cadena sobre toda la economía. Para las familias, el encarecimiento de la energía se traduce en un aumento de los gastos mensuales, lo que puede redundar en una menor capacidad de consumo y en la reducción de la calidad de vida. Este escenario se agrava en un contexto de inflación y dificultades económicas, donde cada céntimo cuenta para mantener el equilibrio del presupuesto familiar.

Por otro lado, las empresas se ven obligadas a asumir mayores costes operativos, lo que puede reducir su competitividad tanto en el mercado interno como en el internacional. En un sector donde el precio de la energía es un factor clave para la inversión y la innovación, un impuesto del 7% se convierte en un obstáculo que limita la expansión y el desarrollo tecnológico. La presión fiscal adicional puede llevar a que algunas compañías reconsideren sus planes de inversión o incluso desplacen parte de su actividad a países con un régimen impositivo más favorable, lo que debilita la economía española.

Uno de los argumentos fundamentales para apoyar la transición ecológica es la necesidad de favorecer las energías renovables, que no solo son más sostenibles, sino que también ofrecen un mayor potencial a largo plazo para el desarrollo económico. No obstante, la aplicación del impuesto de forma generalizada penaliza a los proyectos de energía limpia en la misma medida que a aquellos que dependen de combustibles fósiles.

Esta política, lejos de impulsar la innovación en el sector, actúa como un freno que desincentiva a los productores a invertir en tecnologías que podrían reducir significativamente la huella medioambiental. Si el gobierno realmente se comprometiera con una estrategia de reimpulsar la transición ecológica, lo lógico sería aplicar medidas fiscales diferenciadas que premien a quienes invierten en energías renovables y castiguen a aquellos que mantengan modelos de producción contaminantes.

## 9.- Iberdrola arranca la venta de su cogeneración con sus plantas de purines de 50 MW.

eleconomista.es, 14 de abril de 2025

**Busca comprador para siete de sus instalaciones en España  
Resucita la operación iniciada en 2018 para un portfolio mucho más amplio.**



Iberdrola resucita la venta de su negocio de cogeneración en España. La eléctrica que preside Ignacio Sánchez Galán pretende sacar al mercado y testar el apetito de los inversores con un primer lote en el que se incluirán siete de sus plantas de purines. La meta inicial es lanzar un proceso ordenado las próximas semanas en busca de un comprador para antes de que termine el año, de acuerdo a distintas fuentes consultadas por 'elEconomista.es'. La operación trata de enmendar el primer intento que se llevó a cabo hace casi siete años, cuando se estudió

la opción de desprenderse de todas sus plantas, y que terminó paralizándose.

En esta ocasión, Iberdrola quiere buscar un nuevo inversor para siete de sus plantas de purines que suman una capacidad de 50 MW. Algunas de estas instalaciones se encuentran en Huesca, concretamente en las localidades de Monzón y Fonz, con una capacidad de 15 y 7,5 MW, respectivamente. Otra de estas plantas se localiza en Alhama de Murcia y en ella participa también Grupo Fuertes desde la sociedad Fudepor, constituida al 50% por el dueño de El Pozo e Iberdrola Cogeneración. Iberdrola declinó hacer comentarios tras ser consultada por este periódico.

La eléctrica ha dado mandato a PwC para que ordene un proceso. Los materiales de venta se están ultimando en estos días para remitirlos a los potenciales compradores después de Semana Santa. Si no hay cambios sobre la planificación, la eléctrica española espera recibir ofertas indicativas (NBO por sus siglas en inglés) en los primeros días de junio con la posibilidad de que todas o algunas de ellas terminen siendo formales antes de agosto.

El mercado aguarda que este primer envite sea el primer paso para una venta de todas las plantas de cogeneración. Iberdrola cuenta actualmente con una potencia instalada de 318 MW en sus centrales de cogeneración, de acuerdo a sus últimas cuentas anuales. Al margen de las comentadas, la cotizada tiene otras instalaciones en localidades como San Millán de los Caballeros (León) con Sajusa y Otsi, así como otra planta en Valladolid con Michelín.

La eléctrica trata de enmendar el primer intento de desinversión que inició en 2018. En aquella ocasión se apoyó en el banco de inversión Lazard y puso en el mercado sus 19 plantas de cogeneración, que sumaban 368 MW. La potencial transacción se valoró entonces en aproximadamente 200 millones de euros. La compañía se encuentra desde el pasado año inmersa en un plan de rotación de activos de 7.500 millones de euros. En este 2025 ya ha sacado al escaparate 34 MW de sus centrales hidroeléctricas y hasta un 1GW de activos renovables en lo que ha bautizado como el Proyecto Julieta, tal como adelantó este medio. En Reino Unido busca comprador para el negocio de contadores que desarrolla su filial británica SP Dataserve.

### Nuevo ciclo para la cogeneración

La eléctrica que preside Ignacio Sánchez Galán intentará así sacar tajada de unos activos que no son estratégicos para el grupo aprovechando el nuevo ciclo en el que entra la cogeneración ante

las esperadas subastas del Gobierno. Las convocatorias para la asignación del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración -compatibles con gases renovables e hidrógeno verde- abren así una nueva ventana de venta de activos en este negocio.

El Ministerio para la Transición Ecológica cerró en marzo la consulta pública del marco de las convocatorias para adjudicar una retribución regulada a 1.200 MW de cogeneración hasta 2027. En concreto, prevé celebrar tres pujas entre 2025 y 2027, a 400 MW por año. Además, en junio del ejercicio pasado también se aprobó la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones de cogeneración, tratamiento de residuos y biomasa, lo cual permite al sector operar con una retribución calculada cercana al periodo de tiempo en el que será de aplicación.

### **Moeve cuenta con ocho centrales**

De su lado, Moeve es otra de las firmas del sector que baraja retomar la venta de su cogeneración bajo su transformación de marca y la apuesta por convertir sus refinerías en parques energéticos "diversificados y sostenibles". Cuenta con ochos centrales que suman 320 MW. En 2022 tenía casi atado el traspaso de los activos a Ignis Energía por un importe de unos 300 millones de euros. Del mismo modo, ProA Capital ha fichado a Nomura y Óptima para la venta de Neoelectra, acompañados por PwC en tareas de 'due diligence', el tercer productor independiente de energía eléctrica y térmica para la industria.

Del mismo modo, ProA Capital, la gestora que lideran Fernando Ortiz, Carlos Gordillo, Santiago Gómez y Vito Torciano, ha fichado a dos bancos de inversión (Nomura y Óptima Corporate) para la venta de Neoelectra, el tercer productor independiente de energía eléctrica y térmica para la industria. En este caso, PwC acompaña en tareas de 'due diligence' para buscar comprador por este activo, cuya potencia instalada es de 215 megavatios (MW) en España a través de 16 plantas de cogeneración. Neoelectra también tiene presencia en Francia y Chile.

## **10.- Endesa, condenada a pagar casi 2 millones por dañar el río Eume al bajar la cota de un embalse para aumentar el beneficio.**

eldiario.es, 7 de abril de 2025

**El Tribunal Superior de Xustiza de Galicia desestima la apelación de la eléctrica y confirma la existencia de dos infracciones muy graves que provocaron la turbidez de las aguas.**



El Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG) ha condenado a Endesa Generación, división de Endesa especializada en la producción de electricidad, al pago de varias multas que suman casi 2 millones de euros por "daños" en el río Eume al bajar la cota de un embalse para "optimizar el rendimiento energético" sin autorización de la administración.

En concreto, tal y como adelantó Praza y recoge Europa Press, el Alto Tribunal gallego ha desestimado la apelación formulada por la compañía contra una sentencia del Juzgado de lo Contencioso Administrativo número 2 de Santiago sobre la resolución de Augas de Galicia que declaró a Endesa responsable de la comisión de dos infracciones "muy graves", sancionándola con dos multas que sumaban 950.000 euros, además de

con el pago de más de 930.000 euros por la reparación de los daños causados en el dominio público hidráulico.

Según explica el TSXG en su sentencia, los hechos ocurrieron en agosto de 2020, tratándose de un episodio “grave” de turbidez del agua del río Eume.

La resolución de Augas de Galicia, confirmada por el tribunal de lo contencioso y ahora por el TSXG, asegura que Endesa desatendió el requerimiento que se le practicó para que cesara en un proceso de descenso de cota no autorizado que terminó a finales de agosto de 2020, al que se atribuye el origen de un episodio de aparición de turbidez en el río Eume, con “graves consecuencias”.

Así, Endesa modificó las condiciones del régimen de explotación del embalse “sin autorización administrativa”, lo que incumple las obligaciones que le corresponden como titular de la presa. Sin embargo, la sentencia todavía no es firme, ya que contra ella puede interponerse recurso de casación.

## 11.- Acciona reducirá la exposición de su negocio energético en España del 40% al 30% y reforzará Australia y EEUU.

elespanol.com, 10 de abril de 2025

**Su plan de rotación de activos prevé hasta 1.700 M en ingresos en 2025 y contempla socios para su cartera solar de 1,3 GW en Estados Unidos.**



Acciona encara un periodo de reajuste y reequilibrio. Rotar activos para reducir el apalancamiento, disminuir el peso de su negocio en España y reforzar su presencia en mercados estratégicos son, según el propio presidente, José Manuel Entrecanales, las actuaciones que guían su negocio energético.

En este plan, Acciona Energía planea reducir su exposición al mercado renovable español desde el 40% que actualmente representa en su cartera hasta el 30% de cara a 2026, según detalla su reciente informe corporativo sobre la visión y perspectivas futuras de la empresa. Un camino en el que, paralelamente, apunta a Australia y Estados Unidos como mercados prioritarios para el crecimiento a largo plazo.

La masiva entrada de energías renovables al sistema eléctrico español, especialmente durante las franjas horarias de alta producción solar (al mediodía) o en días de viento fuerte, ha generado una alta volatilidad en los precios del mercado mayorista.

Esta sobreoferta de energía ha provocado precios en algunos momentos cercanos a cero o incluso negativos, lo que ha afectado a la rentabilidad de los proyectos y ha complicado la firma de contratos de compraventa de energía (PPA) en condiciones favorables. Como consecuencia de esta inestabilidad, el mercado español ha perdido atractivo para muchas empresas del sector renovable.

Actualmente, Acciona Energía tiene 5,7 gigavatios (GW) de capacidad instalada en España, de los cuales 4,6 GW corresponden a energía eólica. Una parte significativa de este portfolio está

contemplada dentro de las opciones de desinversión en las que la compañía está trabajando con la expectativa de generar ingresos que oscilen entre 1.500 y 1.700 millones de euros en 2025.

En total, Acciona contempla en una serie de opciones de rotación de activos que podrían alcanzar 4 GW y unos 4.500 millones de euros en ingresos potenciales. En esta cartera también incluye activos en mercados internacionales, como México, Costa Rica, Perú y Chile, con la opción de vender plataformas completas.

Mientras que en Estados Unidos, la compañía se plantea la venta de participaciones, mayoritarias y minoritarias, en una plataforma fotovoltaica de 1,3 GW de activos solares recientemente puestos en operación.

Precisamente en el mercado estadounidense, Acciona ya tiene 3 GW de capacidad instalada: 1,4 GW de eólica terrestre, 1,3 GW de fotovoltaica, 190 megavatios (MW) de almacenamiento en baterías y 64 MW de termosolar.

A pesar de la incertidumbre generada por las políticas energéticas de la Administración Trump, que ha impactado con fuerza en la cotización de Acciona Energía, el consejero delegado, Rafael Mateo, aseguró en febrero que la exposición de la empresa a la volatilidad de la política energética estadounidense es limitada.

## Estados Unidos

Según Mateo, los acuerdos en vigor aportan claridad en cuanto a los precios, y Acciona ya ha asegurado incentivos fiscales mediante la compra anticipada de equipos necesarios para sus proyectos.

Actualmente, el mercado estadounidense representa alrededor del 20-25% del negocio de Acciona, y se espera que, en los próximos dos años, los principales proyectos sean dos grandes instalaciones de almacenamiento en baterías.

La compañía planea alcanzar los 3,4 GW de capacidad en EEUU para finales de 2025. Además, el consejero delegado destacó grandes oportunidades en renovables ante la mayor demanda por centros de datos.

Por su parte, en Australia, Acciona posee 1,9 GW de capacidad instalada, de los cuales 1,5 GW corresponden a proyectos eólicos terrestres. Destaca el proyecto MacIntyre de 439 MW, que este año alcanzará los 1 GW, convirtiéndose en el mayor parque eólico del hemisferio sur.

Además, en energía solar, destaca el proyecto Aldoga de 380 MW, que ampliará a 480 MW gracias a un crédito sindicado de 453 millones de dólares australianos (unos 263 millones de euros) que acaba de cerrar.

**Nos importan las PERSONAS,**  
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

**Creemos en la NEGOCIACIÓN,**  
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

**Trabajamos por un FUTURO mejor.**  
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo



**SIE** Sindicato  
Independiente  
de la Energía  
www.sie.org.es sie@sie.org.es

SIE\_Iberdrola + SIE\_Endesa + SIE\_Naturgy + SIE\_REE + SIE\_Viesgo + SIE\_CNAT + SIE\_Engie + SIE\_Nuclenor + SIE\_Acciona Energía