

# 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 filial nuclear de Iberdrola corta las pérdidas y gana 630 millones en plena crisis energética.

eldiario.es, 1 de noviembre de 2023.

**Registra un beneficio de 55 millones en 2022, tras la puesta en marcha del tope al gas, después de anotarse unas ganancias de 574 millones en 2021.**

**— Endesa sufre un roto de 733 millones en sus cuentas por derivados del gas: “Hemos aprendido la lección”**



La filial de energía nuclear de Iberdrola ha registrado ganancias de 630 millones de euros en los dos últimos ejercicios, en plena crisis energética, tras encadenar casi una década de pérdidas multimillonarias desde su creación a finales de 2012.

En 2022, esa filial, Iberdrola Generación Nuclear, tuvo 55 millones de beneficios, tras la puesta en marcha del tope al gas, y después de anotarse unas ganancias récord de 574 millones en 2021, según las cuentas anuales que acaba de remitir al Registro Mercantil, accesibles a través de Insight View.

Esas cuentas reflejan que la subida del gas y su contagio a los precios de la electricidad han tenido un impacto muy favorable para las nucleares de Iberdrola, aunque se ha atenuado en 2022, tras la entrada en vigor de la denominada excepción ibérica.

Con los 55,1 millones de beneficios de 2022, Iberdrola Generación Nuclear encadenó dos ejercicios sin pérdidas, algo inédito desde que se creó. Hasta 2020 siempre había declarado números rojos. Desde 2013 hasta ese año, esta filial acumuló cerca de 1.100 millones de pérdidas. Estas fueron especialmente acusadas en 2016 (con un quebranto de 309 millones) y en 2020, el año cero del coronavirus, cuando perdió 240 millones, cinco veces más que en el ejercicio 2019.

Pero llegó 2021 y, especialmente a partir de la segunda mitad de ese ejercicio, el precio de la electricidad en el mercado mayorista empezó a dispararse, en paralelo a la subida del gas. Fue el arranque de una crisis energética cuya onda expansiva dura hasta hoy, provocada por factores como las tensiones en las cadenas de suministro, la meteorología adversa o las incertidumbres sobre el suministro de gas, en una espiral que reventó con la invasión de Ucrania ya en febrero de 2022.

El resultado es que en 2021 Iberdrola Generación Nuclear disparó su facturación casi un 130%, hasta un récord de 1.943 millones, con 574 millones de beneficio, después de que en septiembre de ese año el Gobierno tratase de poner en marcha un límite a los beneficios extraordinarios de las tecnologías no emisoras (como la nuclear), que luego **quedó muy descafeinado en el Congreso**.

Ese verano, el Ejecutivo también lanzó un mecanismo para detraer los ingresos extra de hidroeléctrica y nuclear por la subida de los derechos de emisión. Pero **acabó en un cajón por falta de apoyos** en el Congreso para aprobarlo.

Para entonces, y tras los disparatados precios de la luz por la invasión de Ucrania, ya había entrado en funcionamiento el tope al gas. Una vez se puso en marcha ese mecanismo para evitar el contagio de la escalada del gas al mercado mayorista, el beneficio de Iberdrola Generación Nuclear se quedó en 2022 en los citados 55,1 millones, con unos ingresos de 1.058 millones, un 45,6% menos que en 2021.

El ejercicio estuvo impactado favorablemente por la venta de la participación en Tecatom, que tuvo un efecto positivo de casi 12 millones en la cuenta de resultados de esa filial.

El pasado 27 de julio, el presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, afirmó que es **“técnica y económicamente posible”** alargar la vida de las nucleares “con alguna que otra inversión”, días después de que **el PP prometiera revertir el apagón nuclear** pactado con las eléctricas en 2019 si Alberto Núñez Feijóo llegaba a Moncloa.

Es el mismo Galán que en 2017 lamentaba las “graves pérdidas” de la filial nuclear de Iberdrola y que un año después veía factible cerrar las nucleares al expirar su vida útil **“sin afectar para nada el suministro e incluso con una reducción potencial en el coste de generación”**. El ejecutivo salmantino fue **el encargado de avanzar en 2016 el cierre de Garoña**, tras afirmar que estas plantas se cierran porque “no son viables” desde el punto de vista económico, por los impuestos que el PP les puso en 2012.

Una carga fiscal que se ha rebajado en los dos últimos ejercicios. La filial nuclear de Iberdrola explica en sus cuentas que en 2022 los tributos sobre su actividad (como la tasa que financia Enresa para el desmantelamiento de las centrales y la gestión de sus residuos) ascendieron a 18,9 euros por megavatio hora (MWh) sobre la producción realizada, frente a los 21,4 euros/MWh de 2021, tras la suspensión, desde junio de ese año, del impuesto del 7% a la generación de electricidad.

Además, en febrero de 2022 el Tribunal Económico-Administrativo Central del Ministerio de Hacienda estimó una reclamación de Iberdrola y Endesa respecto a la retroactividad del impuesto a los residuos nucleares en vigor desde 2012. El resultado fue que en 2022 Iberdrola Generación Nuclear registró devoluciones por este impuesto por 104 millones, incluyendo 25 millones en intereses de demora, por “ingresos indebidos” realizados al Fisco desde 2013 por las centrales de Cofrentes, Almaraz y Trillo.

En 2022, la producción de energía de la filial nuclear de Iberdrola creció un 3%, con 23.856 GWh, aunque su actividad se vio penalizada en marzo de 2022, con el precio de la electricidad batiendo récords tras la invasión de Ucrania, por la avería en la central de Cofrentes de un interruptor que había sido sustituido en la parada por recarga de noviembre de 2021.

### Avería en Cofrentes

El componente había tenido un coste de adquisición de 3,6 millones. La avería “ocasionó relevantes daños y perjuicios a la sociedad” y la empresa inició el 9 de febrero un arbitraje en la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) contra el suministrador para reclamar una indemnización. Como consecuencia de esa avería, la filial nuclear de Iberdrola Clientes tuvo que abonar en el pasado ejercicio 97,6 millones a otra filial del grupo, Iberdrola Clientes, “en concepto de penalización por el periodo que la planta de Cofrentes estuvo parada”.

Iberdrola Clientes es la filial que tiene contratada la compra de la electricidad que generan las nucleares de Iberdrola desde el 28 de febrero de 2022, cuatro días después de la invasión de Ucrania, con “criterios de facturación a más largo plazo”, para establecer precios “que respondan de una forma más precisa a situaciones imprevistas en el comportamiento de los precios del gas y de los derechos de emisión como las que se produjeron a partir del segundo semestre del ejercicio 2021”. Hasta entonces, toda esa energía se suministraba a otra filial, Iberdrola Energía España.

Iberdrola cuenta con una potencia nuclear de 3.177 megavatios (MW), que suponen casi un 34% de su parque de generación convencional (no renovable). Es propietaria del 100% de la central de Cofrentes y tiene el 52,69% de la nuclear de Almaraz (Cáceres), la primera que echará el cierre en 2027, según el calendario pactado entre el Gobierno y las eléctricas; también tiene el 19% de Trillo (Guadalajara) y el 28% y el 15%, respectivamente, de Vandellós y Ascó, en Tarragona.

La multinacional vasca es la única gran eléctrica con todo su negocio nuclear aglutinado en una filial específica. Endesa también tiene una creada, pero nunca ha registrado actividad (en 2022 no facturó ni un euro). En este caso, esa pata del negocio cuelga de la filial que aglutina su negocio de generación. En 2022, esa filial de Endesa registró una cifra de negocios de 7.170 millones, un 64,1% más, con beneficios de 788 millones, un 48% más.

## 2.- Endesa advierte de que el “impuestazo” mermará las inversiones en renovables y redes.

abc.es, 1 de noviembre de 2023.

Su consejero delegado, José Bogas, afirma que el gravamen «no tiene sentido» y asegura que «continuaremos recurriendo y a ver qué pasa».

El impuesto a las energéticas hace tambalear unos 12.000 millones en inversiones



El consejero delegado de Endesa, José Bogas, ha rechazado que el impuesto aplicado a las energéticas pueda convertirse en permanente, tal y como se recoge en el **acuerdo de Gobierno entre el PSOE y Sumar** firmado hace una semana, y ha advertido de que afectará a la capacidad de inversión de estas compañías en el desarrollo de renovables y redes en España.

Así se expresó Bogas durante la conferencia con analistas sobre los resultados de Endesa entre enero y septiembre, ejecutivo que se suma al consejero delegado de **Repsol**, Josu Jon Imaz, que también ha condicionado futuras inversiones de la petrolera a que haya estabilidad regulatoria y fiscal.

Endesa gana un 36% menos por mayores amortizaciones y costes financieros y el 'impuestazo'

Dicho impuesto extraordinario que **se aplica al 1,2% de la cifra de negocio** en España ha tenido para Endesa un impacto de 208 millones de euros en 2023 y Repsol otros 450 millones.

Endesa -igual que la petrolera- ha recurrido el impuesto y, según Bogas, va a continuar esta batalla legal si se prorroga ya que lo considera **«discriminatorio», «injustificado»** y sostiene que no es compatible con la normativa europea.

A este respecto, el máximo ejecutivo de Endesa aseguró que la tasa reduce la capacidad de las eléctricas españolas para competir con las empresas de otros países europeos y no les permite centrar todos sus esfuerzos en la transición energética.

«En este caso decimos que es **discriminatorio para las eléctricas españolas**, ya que disminuye nuestra capacidad de inversión respecto a otros actores europeos. Tenemos una desventaja competitiva en términos del mercado europeo, y esto no tiene sentido», dijo.

«No tiene sentido», afirmó Bogas, quien aseguró que «continuaremos recurriendo y a ver qué pasa». En todo caso, se mostró confiado de poder alcanzar **algún tipo de acuerdo con el futuro Gobierno** sobre esta cuestión para que no afecte a la transición energética.

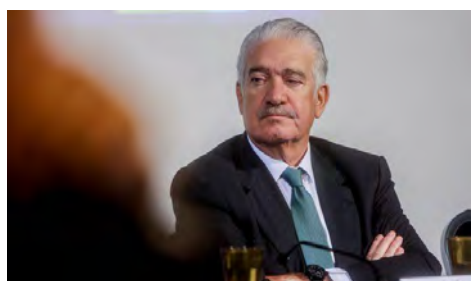
«Para que sea exitosa debe ser competitiva para el consumidor y rentable para el inversor», advirtió Bogas, quien sostuvo que «tenemos que alcanzar un acuerdo porque estamos en el mismo barco los reguladores y las empresas».

De todas maneras, defendió que las eléctricas no están teniendo en ningún caso 'windfall profits' (beneficios 'caídos del cielo'), ya que en España hay un tope de 67 euros/MWh, muy inferior a los 180 euros/MWh establecidos por la Unión Europea, y subrayó que, en todo caso, el impuesto se debería **aplicar sobre el beneficio y no sobre los ingresos**, informa Ep.

## 3.- Endesa pagará un 28% por el Impuesto de Sociedades y no un 3% como defiende Yolanda Díaz.

okdiario.com, 1 de noviembre de 2023.

**Endesa sube del 24% al 28% el porcentaje del Impuesto de Sociedades por el gravamen a las energéticas de Sánchez.**



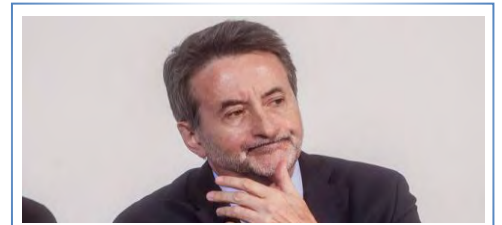
Nada de tributar al 3%, como dice la ministra de Trabajo, **Yolanda Díaz**. **Endesa** ha elevado del **25,6% al 28,8%** la tributación por el **Impuesto de Sociedades** en lo que va de año, según las cuentas que ha presentado este martes a la **Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)**. El motivo es que Endesa ha pagado 208 millones de euros por el impuesto a las energéticas -que **Pedro Sánchez** quiere hacer ahora permanente- y otros 15 millones por la reducción del 100% al 95% de la exención por los dividendos en el exterior.

Endesa supera por tanto el 25% de media y está muy lejos del 3% que asegura el Gobierno. En concreto, **Endesa ha pagado 433 millones** por este impuesto en los primeros nueve meses del año, un 28,8%, porcentaje que sin el impuesto a las energéticas y el de la exención de dividendos se habría quedado en el 24,3%.

**José Bogas**, consejero delegado de Endesa, ha insistido en que el impuesto no se ajusta a la normativa europea porque grava los ingresos y no los beneficios, y que continuarán con la batalla legal que han iniciado contra este impuesto.

**Iberdrola** también ha disparado el pago de impuestos, pese a que los ingresos se han mantenido estables. La eléctrica que preside Ignacio Galán ha pagado 1.312 millones de euros por este impuesto, un 66% más que en 2022.

**Repsol** es la empresa del Ibex 35 que más impuestos paga. Hasta septiembre, el de Sociedades ha alcanzado el 37% y ha abonado a las arcas españolas un total de 7.441 millones en los primeros nueve meses del año. Ante la decisión de PSOE y Sumar de prorrogar el impuesto, Repsol ha puesto en stand by inversiones claves en hidrógeno, vitales para el futuro energético del país y para lograr el objetivo de la descarbonización.



Endesa, Iberdrola y Repsol son las tres energéticas que han presentado ya sus resultados trimestrales. Las tres han elevado de forma importante el pago de impuestos pese a que dos de ellas han registrado una caída de los beneficios. En el caso de Endesa la reducción es del 36%, mientras que las ganancias de Repsol se han reducido un 14%.

Mientras, el Gobierno sigue engordando la **recaudación por impuestos**.

Hasta septiembre, Hacienda ha ingresado un total de 2.794 millones de euros entre los dos impuestos, el de la banca y el energético, según el último informe de Hacienda. Las eléctricas han pagado 1.580 millones y los bancos, 1.214 millones.

Botín

El Ejecutivo sigue insistiendo en que hay margen para que las energéticas paguen más y por más tiempo este impuesto. Sin embargo, Repsol ya ha tomado cartas en el asunto y la presidenta de Banco Santander, **Ana Botín**, ha levantado también la voz.

Botín ha asegurado este martes que hay que pagar impuestos, pero «si se pagan demasiados, la gente se marcha», en referencia a los grandes inversores extranjeros que dudarán instalarse en España o invertir aquí si se están continuamente y de forma unilateral subiendo los impuestos.

## 4.- La red eléctrica se convertirá en la columna vertebral del sistema energético europeo.

elperiodicodelaenergia.com, 2 de noviembre de 2023.

**La combinación de la descarbonización del sistema eléctrico y la electrificación directa es la vía más eficiente para lograr una economía neutra en carbono en 2050, según Ember.**



La combinación de la descarbonización del sistema eléctrico y la electrificación directa es, sin duda, la vía más eficiente y rentable para lograr una economía neutra en carbono en 2050, según un reciente informe de **Ember**. Esto significa que la red eléctrica se convertirá en la columna vertebral del sistema energético, transportando el 50% o más de la energía de Europa en 2050.

La reciente atención política prestada a las redes es prueba del creciente reconocimiento de su papel fundamental para el futuro de Europa y de la credibilidad de los compromisos de la UE con la neutralidad climática. Si no se refuerza la red, los objetivos climáticos seguirán estando fuera de nuestro alcance.

Ember reconoce los importantes avances que se han hecho en las redes a lo largo de los años. Sin embargo, aún queda trabajo por hacer. En esta coyuntura crítica, Ember acoge con satisfacción el próximo Plan de Acción sobre Redes de la Comisión Europea y desea contribuir a su desarrollo.

El plan de acción, según Ember, debería tratar de reconocer el papel fundamental de las redes eléctricas en la consecución de los objetivos energéticos y climáticos de la UE e integrarlo en la agenda política, como demuestra el ejemplo de la administración Biden-Harris. Un mayor apoyo político será esencial para aplicar las reformas propuestas, impulsar proyectos clave y mejorar la cooperación regional. Esto último es especialmente importante en el caso de la interconexión, donde los planes actuales no están a la altura de las necesidades futuras del sistema.

Ember considera en su informe que se debería situar la energía limpia en el centro de los planes de desarrollo de la red, en línea con el compromiso de la UE de neutralidad en carbono. Esto es clave para permitir inversiones anticipatorias en la red, asegurando que los desarrollos de la red eléctrica allanen el camino para la electrificación limpia, en lugar de ir a la zaga del crecimiento.

También es crucial, en su opinión, garantizar que las limitaciones de la red no repercutan negativamente en el nivel de ambición de los Planes Nacionales de Energía y Clima, especialmente en lo que respecta a la capacidad eólica y solar y a las cuotas de electricidad renovable.

Los analistas de Ember también consideran imprescindible distinguir claramente entre distribución, transmisión nacional e interconexión. Cada una tiene sus propios retos, plazos y soluciones. La referencia a las “redes” no dará suficiente impulso, no identificará las prioridades clave ni aportará claridad sobre los recursos adicionales.

### Identificar las razones de la falta de inversión

El informe aconseja tratar de identificar y abordar las razones estructurales y económicas de la falta de inversión en la red. Por ejemplo, la aplicación incompleta de las reformas del mercado, las estructuras tarifarias o la falta de incentivos a la inversión.

Las inversiones en redes en el marco de REPowerEU se estiman en 583 800 millones de euros de aquí a 2030, de los cuales alrededor de 400 000 millones de euros se asignarán a redes de distribución.

Sin embargo, actualmente los operadores de sistemas de distribución (DSO) en los países de la UE27 y el Reino Unido gastan 25.000 millones de euros al año, muy por debajo de los 34.000-39.000 millones de euros necesarios para 2030.

Por otra parte, mejorar la disponibilidad de datos y la transparencia de las redes proporcionaría información fiable, fundamental para los inversores y los consumidores de electricidad, y permitiría evaluar y supervisar mejor el desarrollo de las redes.

Los analistas de Ember también consideran importante impulsar la capacidad europea de fabricación de componentes de redes. Dado que seis de los principales agentes industriales del mundo en el mercado de alta tensión y líneas se encuentran en Europa, invertir en redes eléctricas también significa invertir en la industria europea.

También se considera importante abordar con urgencia las colas de conexión a la red, pasando de un planteamiento basado en el “orden de llegada” a otro basado en agrupaciones de “primer listo, primer servido”, así como reformar la planificación del sistema eléctrico, integrando los procesos de planificación actualmente separados para los elementos altamente interconectados del sistema eléctrico. El objetivo final sería un marco de planificación integrado, racionalizado y a nivel de sistema para el sector eléctrico que dé prioridad a la eficiencia del sistema.

Por último, el informe considera importante reconocer que las limitaciones de la red son ya un obstáculo para la transición energética, y dar prioridad a la inversión en soluciones alternativas para la red, es decir, clasificación dinámica de líneas, agrupación de cables, almacenamiento y flexibilidad de la demanda, a corto y medio plazo.

## 5.- El viento y el Sol han generado en octubre más del doble de electricidad que la nuclear.

energías-renovables.com, 2 de noviembre de 2023.

**El parque nuclear nacional (siete reactores propiedad de las empresas Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP) ha generado con uranio en los 31 días del mes de octubre 3.759 gigavatios hora. El viento y el Sol han producido 8.704, es decir, más del doble. Los combustibles fósiles (carbón, diésel, gas natural y otros) tampoco han alcanzado ni de lejos el registro renovable. La producción sumada de todas las centrales que queman alguno de esos combustibles apenas supera los seis mil gigavatios hora (6.045 GWh).**



Las energías renovables en conjunto (eólica, biomasa, hidráulica, solar) han aportado el 50,7% de la generación eléctrica de este mes de octubre (10.618 gigavatios hora), mientras que las centrales de ciclo combinado (que queman gas natural para generar electricidad) no han aportado ni mucho menos la mitad de esa producción (se han quedado en 3.968 GWh). Ni siquiera sumando la cogeneración (muchas centrales de cogeneración también queman gas), la aportación de este combustible fósil se acerca siquiera al registro de las renovables. Sumadas ambas tecnologías térmicas no alcanzan los 5.300 gigavatios hora, lejos pues de esos más 10.600 megas REN. La aportación del gas al mix de octubre ha sido muy menor, además, en comparación con la del año pasado.

En octubre del 22 los ciclos combinados produjeron 7.067 gigavatios hora (un 78% más que este año, cuando las centrales de Naturgy, Iberdrola, Endesa, TotalEnergies y compañía han generado los susodichos 3.968 gigavatios hora).

10/2022	10/2023
Hidráulica: 719 GWh	Hidráulica: 1.560 GWh
Turbinación bombeo: 386 GWh	Turbinación bombeo: 373 GWh
Nuclear: 4.021 GWh	Nuclear: 3.759 GWh
Carbón: 381 GWh	Carbón: 374 GWh
Fuel + Gas: 0 GWh	Motores diésel: 236 GWh
Motores diésel: 202 GWh	Turbina de gas: 62 GWh
Turbina de gas: 79 GWh	Turbina de vapor: 114 GWh
Turbina de vapor: 119 GWh	Ciclo combinado: 4.004 GWh
Ciclo combinado: 7.067 GWh	Hidroeléctrica: 1 GWh
Hidroeléctrica: 1 GWh	Eólica: 5.888 GWh
Eólica: 5.101 GWh	Solar fotovoltaica: 2.566 GWh
Solar fotovoltaica: 2.025 GWh	Solar térmica: 244 GWh
Solar térmica: 166 GWh	Otras renovables: 272 GWh
Otras renovables: 367 GWh	Cogeneración: 1.291 GWh
Cogeneración: 1.095 GWh	Residuos no renovables: 121 GWh
Residuos no renovables: 155 GWh	Residuos renovables: 79 GWh
Residuos renovables: 72 GWh	Generación total: 20.943 GWh
Generación total: 21.957 GWh	

Fuente: Red Eléctrica (ree.es)

El otro punto de comparación hay que buscarlo en la nuclear, que lleva un otoño muy **despeinada**. Hasta el punto de que el viento y el Sol (ellos solos, o sea, sin hidráulica, ni biomasa, ni otras fuentes renovables) han generado en España más electricidad que las centrales nucleares de Ascó, Vandellós, Cofrentes, Almaraz y Trillo juntas. De los siete reactores nucleares que Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP (sus propietarias) operan en esas centrales han salido en este mes de octubre 3.759 gigavatios hora (el 17,9% de la generación eléctrica nacional), mientras que el viento y el Sol de octubre han traído a suelo patrio 8.704 GWh, o sea, el 41,6% del total (la generación fotovoltaica se ha incrementado un 26,7% con respecto a la registrada en octubre de 2022, y la termosolar, que se ha disparado, lo ha hecho -ha crecido- en bastante más de cuarenta puntos: +46,9%).

A esa cosecha hay que añadirle la de las instalaciones solares para autoconsumo, que, según las **estimaciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, este año podría estar ya cubriendo en torno al 2,5% de la demanda.

## 6.- Garoña, la cuenta atrás.

diariodeburgos.com, 2 de noviembre de 2023.

**Diario de Burgos accede a las zonas más comprometidas de la central nuclear, ahora en manos de Enresa y en proceso de desmantelamiento, que se acelerará a lo largo del próximo año.**



La Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (Enresa) desembarcó en Santa María de Garoña el pasado 19 de julio, al formalizarse su transferencia de titularidad de Nuclenor (Endesa e Iberdrola) a la empresa pública. Pero el comienzo de los trabajos de desmantelamiento de la primera fase (2023-2026) transcurre a velocidad de crucero. Hasta el verano de 2024 se realizarán multitud de preparativos y será en el segundo semestre del próximo año cuando se alcance «un movimiento de trabajo intenso» en el interior de la central nuclear burgalesa, siempre que ningún retraso sobrevenido obligue a reprogramar los plazos. Tras ello, los mayores picos de actividad en esta etapa inicial se alcanzarán en 2025, tal y como avanza a DB el presidente de Enresa, José Luis Navarro.

Eso sí, insiste una y otra vez en la necesidad de tener «cautela» a la hora de fijar plazos y recuerda cómo en 2020 Enresa solicitó al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) la autorización de la primera fase del desmantelamiento con la previsión de que la respuesta llegara en 2022, pero no fue hasta mayo del 23 cuando el regulador nuclear dio su visto bueno. A finales de 2024, según el cronograma actual de Enresa, se volverá a acudir al CSN, esta vez para pedir el permiso de la segunda fase de la operación, cuya documentación se está preparando y que se estima durará otros 7 años, de 2027 a 2033. Navarro explica como la previsión es que el CSN responda en 2026 para ya iniciar esta nueva etapa de los trabajos en 2027.

...



Buzo, guantes, gorro, casco, calzado y gafas de protección, y un dosímetro de bolsillo. Tras caminar por pasillos con techos plagados de conducciones y tuberías y franquear varias puertas de seguridad, la señal con código naranja que se divisa a lo lejos indica la proximidad, relativa, del corazón nuclear que dejó de latir hace más de 10 años, pero que, paradójicamente, sigue con vida y requerirá de los cuidados de decenas de especialistas antes de exhalar su último aliento, dentro de una década.

En Garoña la ubicación no se mide por plantas, sino con respecto al nivel del mar. Cuatro contenedores, diseñados para guardar durante al menos 50 años el combustible gastado todavía con radiactividad, esperan su turno en el Almacén Temporal Individualizado (ATI), construido dentro del recinto, pero al aire libre. La operación de carga, que solo se ha realizado una vez, arranca con su traslado hasta el edificio central, en el que se introducen por la planta 518. De ahí se izan con una grúa a la 546, unos 4 pisos de 7 metros de altura cada uno, hasta la piscina que guarda los elementos irradiados.

Cada uno de los 2.453 cilindros custodiados en ella mide 4 metros de largo y en su interior alberga varillas de uranio, un residuo radiactivo de alta actividad. Todos están numerados -con unos códigos que recuerdan al juego de Hundir la flota- y su distribución en los 48 contenedores que quedan por llenar pauta según criterios técnicos.

## 7.- Redeia (Red Eléctrica) no remonta. La mala gestión de Beatriz Corredor reduce beneficio e incrementa gastos y deuda, que ya es muy elevada.

hispanidad.com, 2 de noviembre de 2023.

**La compañía transportista de luz y operadora del sistema eléctrico español logra un discreto aumento del ebitda (+0,1%) y más ingresos (+2,8%). Eso sí, aprueba ya un dividendo anual similar al de 2022.**

**Redeia** (antigua Red Eléctrica Española) publicó sus resultados a cierre del mercado el pasado 31 de octubre, en vísperas del festivo de Todos los Santos. Traemos malas noticias, una vez más, el resultado del grupo que preside la exministra socialista **Beatriz Corredor** no ha hecho nada más que bajar de manera comparativa con los períodos intermedios de 2022. En los nueve primeros meses, Red Eléctrica Española ha tenido un menor **resultado consolidado** atribuido a la sociedad dominante respecto al mismo periodo de 2022 de un 2,9%, que traducido en términos absolutos ha supuesto 16,1 millones de euros (M€) menos.



Antes de continuar con el análisis comparativo de la evolución de las principales magnitudes de la cuenta de resultados, estudiaremos de manera breve la reacción en bolsa, con el fin de que nuestro querido lector pueda sacar algunas conclusiones. El precio de la acción de Redeia ha disminuido en un 0,94% entre los días 30 y 31 de octubre, situándose en los 14,70 euros. En igual comparativa el Ibex 35, se ha incrementado en un 0,04%, lo que indica que el mercado esperaba muy poco de los resultados del grupo. Y este jueves, el parqué tampoco da alegrías a la compañía que preside **Beatriz Corredor** y que tiene como CEO a **Roberto García Merino**: sube un 0,99%, mientras el Ibex lo hace un 1,77%,

Pasemos al estudio de las principales magnitudes que componen el resultado del grupo que tiene como principal accionista a la SEPI (o sea, al Estado) con un 20%; seguido de **Amancio Ortega** (5%) -a quien Inditex le da muchas más alegrías, por ejemplo, con el reparto de dividendo, pues este jueves recibe 1.108,5M€- y del fondo **BlackRock** (4,99%).

El beneficio neto de Redeia en los nueve primeros meses ha sido de 535,3M€, frente a los 551,4M€ de hace un año, lo que supone un descenso nada despreciable del 2,9% y muy superior al observado entre los anteriores periodos intermedios de 2022 y 2023 (los cuales habían sido cercanos al 1%). Vayamos ahora con el estudio segregado de las cifras que componen el resultado consolidado.

**“Redeia no ha realizado una buena gestión de sus gastos de explotación, ya que ha incrementado sus gastos recurrentes en un mayor porcentaje que sus ingresos. El gasto operativo ha sido hasta septiembre de 497,5M€, un 15,7 superior”**

La **facturación** del grupo, cifra de negocio, ha seguido en su senda alcista. Al cierre de septiembre, ha aumentado en un 2,8%, pasando de 1.554,8M€ a 1.597,8M€. Es decir, de acuerdo con lo mencionado en el anterior párrafo, en iguales términos comparativos, ha obtenido una cifra de resultado consolidado negativa con un incremento de ingresos considerable, lo que indica que el grupo ha incrementado sus **gastos de explotación** entre periodos, tal y como veremos a continuación. Una práctica habitual -criticada por este autor- de Redeia ya vista en periodos anteriores.

La capacidad de generar recursos, medida a través del indicador resultado bruto de explotación (**ebitda**), ha aumentado ligeramente, al igual ocurrió que en la comparativa entre los periodos de 2022 y 2021. El ebitda de Redeia ha alcanzado los 1.183,1M€, cantidad superior en un 0,1% a la misma de hace un año, que fue de 1.182,3M€. Es decir, pese a que el ebitda se ha incrementado, el grupo no ha realizado una buena gestión de sus gastos de explotación, ya que ha incrementado sus **gastos recurrentes** en un mayor porcentaje, que no cuantía porque en ese caso estaríamos ante un ebitda negativo, que el incremento de sus ingresos. El gasto operativo ha sido hasta septiembre de 497,5M€, un 15,7% superior al de hace un año.

## RELACIONADO

- Redeia mantiene su caída en resultados. La mala gestión de Beatriz Corredor provoca, encima, que los ingresos de la red eléctrica no remonten

Finalmente, echemos un vistazo a la estructura de **deuda**, ya que es de especial importancia en un grupo muy endeudado como Redeia, con una deuda financiera neta de 4.970,6M€, superior en un 7,3% a la del cierre de 2022, y más aún cuando está presente una estructura tan alcista de tipos de interés como la actual. A diferencia de lo que ha ocurrido en otros grupos vistos en nuestros artículos, recomiendo que lean todos para que no se pierdan nada, parece que Redeia no tenía un plan B ante una subida de tipos de interés, tal y como evidencia un aumento muy considerable del **coste de su deuda**, pasando del 1,53% a 2,13%, del cierre de septiembre de 2022 al cierre del mismo mes de este año; y ha decrementado la vida útil de su financiación en igual comparativa, pasando de los 5,2 años a los 4,7 años.

Conclusión: tanto los resultados Redeia, así como su precio de cotización, van a la baja, pese a haber obtenido mayores ingresos. Además, el grupo ha incrementado el coste de su deuda y decrementado la vida media de la misma, lo que puede originarle graves problemas de liquidez en el futuro si su situación no mejora. Su deuda sigue siendo muy alta y además, aumenta período tras período.

Y por cierto, su Consejo de Administración ya ha aprobado el reparto de un dividendo a cuenta de 0,2727 euros por acción con cargo a los resultados de 2023, similar al distribuido el año pasado.

## 8.- La guerra entre sindicatos en Endesa lleva la negociación del convenio ante la justicia.

lainformacion.com, 3 de noviembre de 2023.

**CCOO y SIE interponen una demanda ante la Audiencia Nacional al considerar que la empresa otorgó la “mayoría absoluta” a UGT en la constitución de la mesa negociadora del VI convenio colectivo, que afecta a 9.000 personas.**

La guerra sindical abierta en Endesa se recrudece. CCOO y el Sindicato Independiente de Energía (SIE) han interpuesto una **demanda ante la Audiencia Nacional** con la que intentan impugnar la **constitución de la mesa negociadora del VI Convenio Colectivo** al considerar que la dirección de la empresa otorgó la "mayoría absoluta" a UGT y se ha producido así una "evidente vulneración del derecho de la plantilla" a participar en las negociaciones. El juicio está previsto para el 14 de noviembre, aseguran fuentes sindicales a La Información.



Empresa y sindicatos empezaron las conversaciones ya con el pie cambiado. La negociación comenzó el 19 de julio y continuó el 14 de septiembre tras el parón de agosto. Hasta la fecha, van ocho encuentros y en noviembre se volverán a citar los días 7, 16, 23 y 30. **CCOO y SIE denuncian que se redujo el número de miembros de la mesa con el fin de "favorecer" a UGT con "mayoría absoluta y en contra de los porcentajes de representación reales de la plantilla"**. Para los anteriores convenios, la mesa estaba compuesta por 11 miembros y ahora está formada por 9 (siempre tiene que ser número impar), con cinco representantes de UGT, lo que supone el 50,99%, tres de CCOO (34,58%) y uno (14,43%) de SIE.

Además, afirman que **se están computando "mandatos caducados" con el fin de dar validez a representantes sindicales elegidos hace ocho años** y que "no han sido reelegidos" como correspondería. Tras los debates sobre el recuento de delegados y la posición de SIE y CCOO de no reconocer a los que tienen mandato prorrogados al no haberse podido celebrar las elecciones en el momento de constituir la comisión negociadora, la dirección de la empresa solicitó que se analizaran conjuntamente por parte de los tres sindicatos cada uno de los procesos electorales, tanto los renovados como los prorrogados.

### **258 delegados para UGT, 175 para CCOO y 73 para SIE**

De este modo, según UGT, en base a la jurisprudencia de diversas sentencias sobre delegados a computar, se reconoció que son **válidos un total de 506 delegados**, correspondiendo 258 a UGT, 175 a CCOO, 73 a SIE y otros tres a CIG, que no alcanza el mínimo para estar en las negociaciones. **"COO y SIE pretenden, una vez más, conseguir en los tribunales la mayoría que les han negado las urnas en los procesos electorales** celebrados en Endesa hasta la fecha", responden desde UGT, mientras fuentes de la compañía consultadas por este medio han preferido no hacer comentarios y mantenerse al margen.

"Nuevamente han interpuesto una demanda alegando que se ha vulnerado su derecho fundamental a la libertad sindical en la constitución de la comisión negociadora del VI convenio colectivo, cuando lo que realmente subyace con la interposición de la misma, es modificar las mayorías que ha decidido la plantilla del Grupo Endesa con sus votos. **Negar constantemente la representación mayoritaria que ostenta UGT es ningunear los resultados electorales**; y pretender alterar la composición de la comisión negociadora del convenio a su mera conveniencia resulta poco democrático, composición que no hay que olvidar fue el resultado de una intensa negociación entre todas las partes, CCOO y SIE incluidas obviamente, en la que se establecieron idénticos criterios para todos", añade el sindicato mayoritario.

En este sentido, UGT afirma que acreditará tantas veces como sea necesario su mayoría. "Mayoría con la que seguir trabajando para conseguir el mejor convenio colectivo posible, así como las mejores condiciones para toda la plantilla de Endesa, sin excepción alguna, agradeciendo con nuestro trabajo, y siempre desde el más absoluto respeto, la confianza que los trabajadores han depositado en nuestra organización", sentencia.

### **CCOO pide reducir la jornada a 35 horas semanales**

En línea con el **acuerdo entre PSOE y Sumar** para formar un nuevo Gobierno de coalición, desde CCOO han planteado reducir la jornada laboral a 35 horas semanales (1.561 horas anuales). **El sindicato señala que la jornada lleva 20 años congelada y que esta bajada "es necesaria para mejorar la conciliación y el bienestar de la plantilla"**.

En cuanto a la propuesta de extender la jornada continua a toda la plantilla, Endesa ha sugerido eliminar las jornadas de convenios de origen y simplificar el actual esquema en varias tipologías de jornada. Por su parte, en relación al teletrabajo, la dirección ha manifestado que ya se dispone de un acuerdo (hasta junio de 2024) y que se negociará cuando toque.

Sobre los apartados de protección social complementaria y dietas y gastos de desplazamiento, solicitan entre otras medidas, incluir el Plan de Incapacidades en el convenio, así como extender el complemento para los casos de incapacidad temporal al 100% desde el primer día de baja. Asimismo, **piden elevar los valores de las dietas anualmente conforme al IPC y revisar de los gastos de desplazamientos** en función del incremento de los carburantes según el INE. CCOO asegura que la compañía se ha opuesto.

A mediados de mayo se conoció que CCOO y SIE también habían denunciado el actual convenio colectivo, cuya vigencia expira a finales de este año. En opinión de ambos, "es particularmente regresivo y objetivamente peor que el aplicable en otras empresas del sector". **La negociación del anterior acuerdo marco de la eléctrica ya fue espinosa y se tuvo que resolver con un laudo arbitral** dictado por el exministro Manuel Pimentel, después de 26 meses sin acuerdo entre los sindicatos y la empresa.

### Recorte del consumo de luz gratuito a la plantilla

El principal motivo de conflicto fue el recorte del consumo gratuito a un tope de 6.000 kilovatios hora (kWh) al año. En el laudo **se devolvió al personal pasivo de Endesa el derecho a recuperar un consumo bonificado por la empresa de hasta 9.000 kWh distribuido en dos tramos**, 6.000 kWh compensados al 100% y 3.000 kWh adicionales reconocidos al 50% del precio establecido para la retribución en especie (APV). También se establecía en 6.000 kWh el consumo bonificado al 100% para el conjunto de la plantilla. En los dos casos, la potencia máxima bonificada sería de 5,75 kilovatios (kW), mientras a las segundas residencias se les aplicaba el precio APV.

Por otro lado, **el V convenio recogía una revalorización de los sueldos en 2022 de un promedio del 5,9%**, así como el incremento de otros conceptos salariales. En cuanto a beneficios sociales, introdujo ayudas para estudiar, que representaron un nuevo beneficio para más del 60% de la plantilla, y estableció un fondo de ayudas directas a trabajadores que tienen hijos con discapacidad (del que se benefician unos 200 trabajadores).

## 9.- Iberdrola y Endesa pierden 333.000 clientes de electricidad en España desde enero.

vozpopuli.com, 3 de noviembre de 2023.

**Las dos grandes eléctricas vuelven a ceder contratos, tras un 2022 donde recuperaron 1,14 millones de hogares. Ambos concentran cerca del 65% de los clientes eléctricos.**



Iberdrola y Endesa vuelven a reducir su control del mercado de electricidad en España. Las dos grandes eléctricas, dueños de cerca del 65% de los contratos de luz en el país, registran 333.000 clientes menos que hace un año y vuelven a la tendencia que estaba viviendo su cartera de clientes antes del repunte de precios.

En total, suman 20,4 millones de contratos, entre mercado libre y tarifa regulada. Una cifra que supone un 1,6% menos que el 30 de septiembre de 2022 pero que es ligeramente superior, un 0,2%, a los contratos que registraban en 2019.

La culpa de estos 'bandazos' de clientes se debe a la tarifa regulada o PVPC, aquella indexada al mercado mayorista y que perdía fuele en los últimos años en favor de los precios fijos del mercado libre.

En el caso de Endesa, la tendencia es clara. Mientras su cartera total de clientes se ha reducido un 0,3%, los contratos del mercado liberalizado han incrementado precisamente un 0,3%, de 6,82 millones a los 6,85 millones de clientes con los que ha cerrado el tercer trimestre de 2023. En total, la eléctrica que dirige José Bogas ha cerrado el trimestre con 9,89 millones de clientes de electricidad en España.

Iberdrola no desglosa en sus cuentas trimestrales los clientes de ambas tarifas. Aunque si se tiene en cuenta los datos que ofrece la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC) hasta septiembre de 2022, su cartera de clientes de libre mercado no ha dejado de crecer frente a su reducción de la tarifa regulada o PVPC.

Con los datos del regulador español, se estima que la compañía que preside Ignacio Sánchez Galán ha ganado cerca de 800.000 clientes del mercado libre y ha perdido 290.000 contratos de la tarifa regulada, para un total de 10,6 millones de clientes de electricidad en España a septiembre de 2023.

Iberdrola y Endesa tienen ahora 59.000 clientes más que en 2019. La culpa de que mantengan esta posición del mercado pese a los vaivenes y la mayor movilidad de los clientes está en 2022. Sus ofertas comerciales, en plena crisis de precios, le llevaron a aumentar un total de 1,14 millones de contratos, 890.000 en el caso de Iberdrola y 250.000 para Endesa.

### Una gran rotación con Iberdrola y Endesa

La Agencia Europea para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) y el Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER) publicaban recientemente un informe donde apuntaban que el negocio de comercialización de luz en España había mejorado su salud, en lo que a movilidad de clientes se refiere.

En 2020, el mercado dominado por Iberdrola y Endesa ocupaba el noveno lugar en lo que se refiere a la tasa de cambio de comercializadora, con un volumen del 12% y, en 2022, ha ascendido al segundo lugar en este ranking, con una tasa del 21%. Unas cifras de los reguladores europeos que sirve a las grandes para hablar de un mercado "muy competitivo".

Pero esto no es lo que opinan las pequeñas comercializadoras. Su visión de las cifras de ACER y CEER es que consideran que dos empresas diferentes son las comercializadoras de la tarifa regulada y del mercado libre de las grandes. Y sus datos siguen siendo los de la CNMC. Iberdrola, Endesa, Naturgy y Repsol han pasado de controlar el 77% de los contratos del mercado libre al 80% del último dato de 2022. Y, por otro lado, Iberdrola, Endesa y Naturgy ostentan cerca del 96% de los clientes regulados según la CNMC.

Para las empresas independientes este aumento de la movilidad de los clientes se produce porque las pequeñas han perdido contratos en favor de las grandes y, sobre todo, las verticalmente integradas han tenido muchos cambios de tarifa regulada a mercado libre.

## 10.- Endesa pone en marcha su planta fotovoltaica en Encasur.

latribunadeciudadreal.es, 3 de noviembre de 2023.

**Ha instalado una potencia de 34 megavatios y será capaz de producir 69 gigavatios hora anuales, el mismo consumo energético de una población como Puertollano durante doce meses.**

Endesa, a través de su filial renovable Enel Green Power España, ha puesto en marcha la planta solar de Estrella Solar, ubicada en los antiguos terrenos de la mina Emma de Encasur, entre los municipios castellanomanchegos de Puertollano, Almodóvar del Campo y Brazatortas.



La nueva instalación, en la que han llegado a trabajar 200 profesionales, más del 51% de la zona, cuenta con una potencia de 35 megavatios (MW) y será capaz de producir 69 gigavatios hora anuales (GWh), es decir, el consumo energético de una población como Puertollano durante un año.

La planta de Estrella Solar, según ha informado la compañía en un comunicado, se ha construido aplicando la última tecnología en materia de seguridad, como la aplicación de la tecnología Active Safety en la maquinaria y la revisión con drones para hacer seguimiento de los trabajos. Esta instalación cuenta con paneles fotovoltaicos bifaciales que permiten la captura no solo de los rayos de sol directos, sino también de los indirectos que se reflejan en el suelo. Además, la nueva planta cuenta con 8,8 km de línea subterránea de media tensión y 5 centros de transformación de potencia.

"La construcción de una planta solar como Estrella Solar ha sido todo un emblema para nosotros -comenta Maruxa Quintáns, responsable del proyecto- el hecho de que esté en una zona que un día sirvió para la extracción de minerales y ahora recoja energía limpia como la del sol, supone un antes y un después para la zona y también para nuestra compañía".

Ahora que ya se encuentra en funcionamiento, la compañía en el marco de su plan de Creación de Valor Compartido donará a diferentes asociaciones locales el material utilizado durante la construcción de la planta, como son los paneles fotovoltaicos de autoconsumo de 10 kW, los tanques recolectores de agua de lluvia, la iluminación eficiente o los dos desfibriladores que tenían las casetas de obra.

Precisamente dentro de este plan Endesa, a través de su filial renovable Enel Green Power España, ha desarrollado esta instalación teniendo en cuenta a la comunidad local en primera persona y por este motivo ha llevado a cabo cursos de formación para contar con personal especializado durante la construcción y ha ido más allá promoviendo cursos para el personal que ahora se ocupará de la operación y mantenimiento de la instalación y del desbroce natural del terreno.

En total se han formado 51 personas del entorno en montaje de paneles solares y 12 personas con discapacidad de la asociación Aspades y la Fundación Fuente Agría, con el objetivo de intentar mejorar la empleabilidad de sus asociados en el mantenimiento y desbroce de las plantas fotovoltaicas.

La planta en funcionamiento convivirá también a partir de ahora con un pastor de la zona que llevará sus ovejas a pastar entre paneles solares, una forma de desbroce natural del terreno que beneficia tanto al propio pastor que cuenta con un entorno protegido y sin pesticidas, como a la propia planta solar que cuenta con un aliado como las ovejas para su mantenimiento. Junto a ellas estarán las colmenas de un apicultor Moremiel de la zona que ha estado durante un mes dentro de nuestras instalaciones con un total de 200 colmenas mientras realizaba la trashumancia en un futuro se prevé que se instale para poder producir miel solar. De hecho, la convivencia de plantas solares con apicultores locales es una iniciativa pionera de Endesa que se está implementando en todas las instalaciones, siendo esta la segunda de la compañía en Castilla-La Mancha.

Endesa, a través de su filial renovable Enel Green Power España (EGPE), eligió el pasado año la comunidad castellanomanchega para establecer 8 de los 20 proyectos de energía limpia que puso en operación por toda la geografía española. En total, la compañía construyó en Castilla-La Mancha 5 plantas solares y 3 eólicas con una potencia total de 426,5 MW, el equivalente al consumo energético de los hogares de Castilla-La Mancha durante 5 meses.

Las iniciativas de generación de energía renovable puestas en marcha por Endesa hasta este momento han permitido la creación de 1.400 puestos de trabajo directo cualificado.

Desde Endesa se ha expresado el compromiso de seguir creciendo en la región con nuevos proyectos, actualmente en construcción, como la planta solar de Calatrava y La Revuelta en Manzanares o las plantas solares de Puertollano, Estrella Solar ya puesta en marcha y Rocinante.

## 11.- Naturgy testará la conversión de baterías de coches en sistemas para almacenar energía.

lavanguardia.com, 3 de noviembre de 2023.

### La multinacional Naturgy impulsa un proyecto para reconvertir baterías de vehículos eléctricos en sistemas de almacenamiento de energía.

Se trata una iniciativa de Naturgy Innovahub, el vehículo de Naturgy para investigar tecnologías relacionadas con la transición energética, y de la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), adscrita al Instituto para la Transición Justa (ITJ), que depende a su vez del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ha informado Naturgy en un comunicado.

Ambas partes han formalizado un convenio de colaboración para el desarrollo de un proyecto pionero en el campo del almacenamiento energético a partir de baterías de segunda vida procedentes de vehículos eléctricos.

En concreto, Naturgy y CIUDEN testarán un novedoso sistema de almacenamiento estacionario a partir de baterías procedentes de vehículos eléctricos, capaz de proveer servicios de soporte a la red eléctrica.

Este sistema está formado por tantos módulos de baterías como capacidad de almacenamiento se quiera alcanzar, y se trata de una solución que se podría emplear tanto para dar soporte a la red eléctrica como para el ámbito industrial y residencial asociado a instalaciones de autoconsumo.

El proyecto, planteado a dos años y financiado por Naturgy, se desarrollará en las instalaciones del Centro de Desarrollo de Tecnologías de CIUDEN en Cubillos del Sil (León), y sumará la participación de la empresa emergente europea Octave, que se encargará de realizar el reacondicionamiento de las baterías, así como de desarrollar e integrar el software de control del sistema de almacenamiento. EFE

## 12.- Las renovables convertirán a España en una potencia mundial de datos.

lainformacion.com, 4 de noviembre de 2023.

### Una luz más barata gracias a las energías "limpias" empujan a los gigantes tecnológicos a instalarse en el territorio nacional. Se espera alcanzar los 700MW de potencia para 2026 con empresas como Google, Microsoft y Amazon.

España aspira a convertirse en una potencia mundial en centros de datos gracias al despliegue de las energías renovables. Estos supondrán inversiones millonarias y a su vez pueden ayudar a atraer nuevas empresas bajo la promesa de disponer de internet de alta velocidad y de espacios de almacenamiento en la nube. Según datos de Synergy Research Group, España será el quinto país del mundo que más centros de datos superescalares albergará en 2026, supero en Europa solo por Irlanda.

"La Península Ibérica tiene una gran oportunidad de captar centros de datos, un tipo de consumidor intensivo en energía y para el que el precio de la energía y su origen renovable es clave. Hay numerosas declaraciones de empresas de centros de datos que constatan la importancia de tener un suministro renovable a largo plazo para su decisión de establecerse en la península", señala a La Información Daniel Pérez, autor del libro 'La superpotencia renovable' (Arpa).

En el capítulo 'Sol y viento para la nube', Pérez pone de manifiesto la **importancia del coste de la energía para que este tipo de empresas decidan instalarse en un país u otro**. El consumo de luz es el coste principal para este tipo de compañías. Se calcula que los centros de datos consumen alrededor del 3% de la energía mundial. Además, la posición geográfica de la península, los cables submarinos -que permiten conectar varios continentes- y la red de fibra óptica de la que dispone son otros de los motivos.

### El año pasado marcó un punto de inflexión

Según los datos recopilados por el también director general de la **energética pública catalana** en su obra, en España, el primer centro de datos se instaló en 1988, el denominado ESPanix (en Madrid). El ritmo de desarrollo ha sido lento desde entonces, entre cero y tres centros por año, hasta llegar a 2022, que marcó un punto de inflexión. El ejercicio pasado se alcanzó un récord de 12 instalaciones y entre 2022 y 2026 se prevé que la inversión alcance los 6.837 millones de euros, según la patronal Spain DC.

Datos de la misma fuente revelan que **se espera que España alcance los 700 megavatios (MW) de capacidad instalada para 2026**. "Tantos los FLAP como otros destinos hasta ahora habituales de centros de datos, como Irlanda, están teniendo serios problemas para poder implantar todos los nuevos centros de datos necesarios, principalmente por la falta de energía, en un contexto de precios caros de la electricidad, y de agua", subraya Pérez.

Sin embargo, no es oro todo lo que reluce. El directivo badaloní advierte de que en determinadas ciudades europeas se ha levantado un revuelo social contra la expansión descontrolada de los 'data centers'. En Irlanda se ha llegado a pedir una moratoria para paralizar el crecimiento expansión ante posibles problemas en la capacidad de suministro eléctrico en el país. Los centros de datos representan ya el 14% del consumo total de electricidad del país y la moratoria ha causado la suspensión de un centro de datos de Amazon, que se trasladó a Londres, y dos de Microsoft.

En España, las grandes eléctricas ya han instado a **aumentar las inversiones en redes de distribución** ante una integración masiva de renovables y una mayor digitalización. Según Pérez, la Unión Europea, preocupada por esta situación y que a su vez se ha planteado un objetivo de alcanzar un 75% de empresas europeas conectadas a la nube, se plantea adoptar una serie de medidas que mejoren la eficiencia energética de los centros de datos, que representarán el 3,2% del consumo eléctrico europeo para el final de década, frente al 2,7% de 2022.

El **proyecto más grande en territorio nacional es el de San Fernando de Henares, con una potencia de 130 MW y propiedad de Iron Mountain**, y que supone una inversión de 750 millones de euros. Pérez avisa de que el corredor de Henares es uno de los primeros emplazamientos donde se está produciendo una cierta congestión de la red eléctrica. Allí se juntan algunos centros de datos, un centro logístico de Mercadona y varias de instalaciones de autoconsumo con vertido a la red. La propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha avisado de un posible "problema de gestión de red de distribución y transporte".

Otros importantes son el de **Madrid One, de 100 MW, ubicado en las antiguas instalaciones de la embotelladora de Coca-Cola en Fuenlabrada**, promovido por Thor Equities Group -que gestionará Iberdrola-; y el de Nabiax, que también tendrá 100 MW y se situará en Alcalá de Henares. Esta última empresa está participada por Telefónica.

### Megaproyecto de Microsoft en Aragón

Por su parte, el último anunciarse ha sido el de **Microsoft en Aragón**, que atraerá **2.100 empleos especializados en tecnología en la comunidad entre 2026 y 2030**. Según un análisis de IDC (International Data Corporation), empresa especializada en inteligencia de mercado, el nuevo campus de centros de datos podría sumar 8.400 millones de euros al PIB español (264 millones al PIB regional) y contribuir a la creación de 69.000 puestos de trabajo indirectos en todo el país en el periodo 2026-2030. El sector de los 'data center' se encuentra en plena ebullición y uno de los objetivos del Plan España Digital 2025 del Gobierno es ser un **polo europeo para que empresas de este ámbito se instalen en nuestras fronteras con infraestructura propia**.



El Ejecutivo defiende que España presenta algunas ventajas con respecto a otros países de nuestro entorno más cercano: una red eléctrica estable, una avanzada red de telecomunicaciones rápidas o el hecho de tener costa, lo que da acceso directo a los sistemas de cableado submarino.

## 13.- El otro coloso de As Pontes.

lavozdegalicia.es, 4 de noviembre de 2023.

### El apagado de la central térmica de carbón realza el papel de la planta de ciclo combinado, otra de las grandes instalaciones de Endesa en Galicia.



Tras el apagado definitivo de la central térmica de Endesa, que se hizo efectivo a principios de octubre y que puso fin a los 47 años de producción eléctrica de manera ininterrumpida en las instalaciones de As Pontes, la compañía centra sus esfuerzos inversores en su ciclo combinado. Una planta que utiliza gas natural y vapor de agua para generar electricidad. En concreto, Endesa cuenta con cuatro ciclos combinados, situados en As Pontes (con 856 megavatios de potencia), Besós-Barcelona (1.271), San Roque-Cádiz (402) y Colón-Huelva (391).

La central a gas fue sometida en el 2020 a una revisión para acometer trabajos de mantenimiento con una inversión de casi 30 millones de euros. Las tareas, que se abordaron en la segunda mitad del año, supusieron la ocupación de cerca de 280 personas ajenas a la empresa, ligados a los sectores de la energía y el metal.

La planta de ciclo combinado pontesa, que tiene 850 megavatios, consume gas natural que llega a través de un gasoducto que enlaza con la regasificadora de Mugardos y respalda los numerosos parques eólicos instalados en el norte de Galicia.

Las labores de mantenimiento incluyeron inspecciones mayores de las dos turbinas de gas. Igualmente se realizó una inspección menor de la turbina de vapor.

Endesa aprovechó la revisión para implementar una serie de mejoras con las que la central ganó en fiabilidad y disponibilidad, informa la eléctrica. En concreto, eliminó la opción de consumir combustible líquido como sustituto del gas natural en caso de falta de este. También se actualizó el sistema de control de la central, para disponer de nuevas capacidades para evitar ciberataques.

Por último Endesa incorporó una serie de mejoras para hacer la central más competitiva, reduciendo los tiempos y los costes de arranque.

Otra de las inversiones previstas en la planta de ciclo combinado es la puesta en marcha de un nuevo complejo de producción de agua desmineralizada. Actualmente, estas instalaciones se surten de la que está ubicada en la térmica, pero con el cierre de esta factoría, es necesario materializar una nueva que garantice el abastecimiento al ciclo.

El ciclo combinado precisa agua desmineralizada para su utilización en el circuito industrial para la generación de energía. La que le suministraba la planta ubicada en la térmica era captada del río Eume, «circunstancia que se considera necesario mantener con los ajustes necesarios, junto con la reutilización de purgas del proceso y aguas pluviales, reduciendo así los consumos de este recurso».

La futura planta estará emplazada en la antigua zona de la central del ciclo combinado que está destinada a combustible.

### Produjo en el 2022 un 50 % más que en un año normal

El ciclo combinado de Endesa en As Pontes produjo en el 2022 un 50 % más que en un año medio.

Según los datos aportados por la eléctrica, la planta alcanzó los 3.233 gigavatios a la hora en 7.000 horas de servicio. Generó más del 39 % de la electricidad que salió de este tipo de instalaciones de la cartera de Endesa.

Aunque en 2022 la planta de As Pontes funcionó 7.300 horas de las 8.760 posibles, aún tenía margen para producir más energía eléctrica si se hubiese necesitado, prácticamente tanta como lo generado, otros 3.000 gigavatios a la hora.

Este dato pone de manifiesto que la central supone una importante reserva de potencia firme disponible. Su configuración de dos turbinas de gas por una de vapor (2x1) aporta mucha flexibilidad en la regulación de su potencia, lo que permite gestionar el equilibrio de generación y demanda, facilitando así una mayor aportación de generación renovable.

La compañía eléctrica subraya el importante papel que tienen este tipo de instalaciones en el actual contexto de incremento del peso de las energías renovables en el mix de generación del país. No siempre hay disponibilidad de viento, sol y agua para hacer funcionar plantas eléctricas, y los ciclos combinados entran en servicio en un cuarto del tiempo que precisa una central de carbón.

### **Un complejo que se puso en marcha en 2008 y que supuso la inversión de 400 millones**

La planta de ciclo combinado de As Pontes se puso en marcha en el 2008 y supuso una inversión de 400 millones de euros. «Desde entonces ha estado siempre operativa y ha estado buscando fórmulas de agilidad en su operación, de mejorar su rendimiento, su velocidad de arranque y su fiabilidad», explica Ignacio Sáinz Romero, responsable del ciclo combinado de As Pontes.

Detalla, además, que en el año 2021 fue necesario realizar otra inversión de 22 millones de euros para «hacerla más fiable y más eficiente a medias cargas».

Sobre el funcionamiento de las instalaciones, Sáinz detalla que «el sistema eléctrico necesita siempre igualar demanda y generación, la demanda es variable por naturaleza, pero además ahora tenemos otra variable, que son las fuentes renovables, que hay que maximizar su entrada pero que despachan energía en función de las condiciones climáticas». La diferencia, prosigue el director de la planta, «se cubre con tecnología con potencia firme, y hoy en día la más útil para este fin son los ciclos combinados, que consumen gas natural con una turbina de gas y luego mejoran su rendimiento con una turbina de vapor».

## **14.- Las eléctricas preparan una oleada de “megaplantas” verdes que mezclan molinos y paneles solares.**

epe.es, 5 de noviembre de 2023.

**Iberdrola, Endesa, Naturgy, Acciona o Solaria se abrazan al nuevo boom de la hibridación de varios tipos de renovables en una misma ubicación.**

**Las nuevas estadísticas de Red Eléctrica desvelan que las compañías acumulan peticiones de permisos de conexión para 11.000 MW de plantas híbridas.**

**Las compañías buscan aprovechar mejor los codiciados puntos de conexión a la red uniendo tecnologías verdes para producir más horas al día y explotar más los terrenos.**

Las eléctricas buscan nuevas fórmulas para explotar más y mejor sus plantas **renovables**. España se ha embarcado en un despliegue masivo de nuevas instalaciones verdes que continuará en las próximas décadas. Y en plena avalancha de proyectos en desarrollo, los planes de las compañías anticipan un nuevo **boom en el sector de las renovables** en España para aprovechar más los terrenos en que se ubican sus plantas y exprimir al máximo los codiciados puntos de conexión a la red eléctrica.

Grandes grupos como **Iberdrola, Endesa, Naturgy, Acciona o Solaria** preparan decenas de grandes proyectos de plantas renovables híbridas.



La **hibridación** es un proceso que implica combinar varios tipos de energías verdes en una misma instalación para aprovechar más los terrenos rurales y también las infraestructuras de acceso a la red eléctrica ya existentes.

La hibridación que se va a convertir en la más habitual pasará por colocar paneles solares entre los aerogeneradores de los parques eólicos, pero las compañías también preparan proyectos para unir equipos de generación eléctrica verde con almacenamiento (aunque ésta es una modalidad aún incipiente a la espera de que se desarrolle más el uso de baterías de gran capacidad).

Las compañías energéticas ya se han lanzado a pedir los permisos necesarios para desarrollar estas nuevas 'megaplantas' que mezclarán molinos, paneles solares y/o baterías. **Red Eléctrica de España (REE)**, el gestor del sistema eléctrico, ha tenido que reformular sus estadísticas sobre el estado de los permisos de conexión a la red para poder reflejar en ellas el nuevo boom que viene.

### Afloran decenas de proyectos

Los datos acumulados hasta ahora de solicitudes de hibridación de plantas anticipan que se esta modalidad va a tener un papel relevante en el sector verde nacional. REE acumula **peticiones de hibridación con una potencia conjunta de 11.000 megavatios (MW)**, lo que confirma el interés del sector renovable por sumarse a esta práctica para exprimir al máximo sus instalaciones y anticipa inversiones millonarias para conseguirlo.

Según los registros oficiales de REE a cierre de octubre, plantas renovables ya en funcionamiento (la mayoría eólicas) y con una potencia total de 7.300 MW han pedido autorización para combinarse con otra instalación verde. Y también reflejan que instalaciones de otros 3.400 MW ya tienen el permiso de acceso a la red, pero aún no están en marcha, y otros 300 MW sólo en proyecto y que ya han tramitado la petición para enchufarse a la red pero aún están a la espera de recibir el permiso.

Red Eléctrica ha decidido desagregar de esa estadística mensual los datos de todas las plantas que han solicitado la hibridación. Cuando una instalación se hibrida la tecnología deja de ser puramente eólica o solar y por eso **durante semanas se habían esfumado de las estadísticas decenas de plantas** renovables en marcha, al no encajar en los apartados estadísticos utilizados hasta ahora, como desveló EL PERIÓDICO DE ESPAÑA. Ahora los registros sobre los procedimientos de acceso a la red incluyen apartados diferentes para plantas eólicas, para fotovoltaicas y para hibridaciones.

**Aragón** es la comunidad autónoma con más plantas renovables ya en marcha y con planes para hibridarse, con 2.100 MW, seguida de **Castilla-La Mancha** (2.000 MW), **Andalucía y Castilla y León** (con 1.100 MW cada una) y **Extremadura** (con 900 MW). Aragón es también la que más solicitudes acumula para proyectos que aún no están en funcionamiento, con nuevos 1.800 MW híbridos, vinculados a la construcción por parte de Endesa de un 'megacomplejo' verde en la ubicación en que se encontraba la antigua central de carbón de Andorra, en Teruel.

Los puntos de acceso a la red eléctrica se han convertido en un tesoro codiciado por las compañías energéticas.

La saturación de la red en algunas zonas y el boom de nuevas plantas renovables ha convertido estos puntos de conexión en un bien escaso y muy disputado, generando incluso movimientos especulativos de reventa de proyectos sólo por contar con el permiso para enchufarse a la red.

Las hibridaciones de diferentes tecnologías en una sola planta sirven para aprovechar mejor esa conexión a la red, ya que al compartir el punto de conexión no es necesario construir nuevas líneas eléctricas o subestaciones.

Las plantas híbridas se ubican en terrenos que ya estaban destinados a la generación renovable y permiten así contar con caminos e instalaciones comunes para la operación de ambas tecnologías, y reduciendo el impacto ambiental que hubieran tenido dos plantas independientes. Además, esta modalidad permite dar mayor estabilidad al suministro desde un mismo punto de vertido, con generación eléctrica más constante.

### Los planes de las compañías

Gigantes del sector como Iberdrola, Endesa, Naturgy, Acciona Energía o Solaria se han sumado a la estrategia de hibridar plantas y tienen planes millonarios para construir nuevas plantas de esta modalidad o para reformar y adaptar instalaciones ya existentes. En la mayoría de los casos se trata de proyectos para unir energía eólica y fotovoltaica en una misma instalación, aunque algunos ya también contemplan combinar renovables y baterías.

**Naturgy** ha desplegado un plan de análisis del potencial de hibridación de su parque de generación para sumarse a esta nueva revolución desarrollando nuevos proyectos o ampliando instalaciones ya existentes. El grupo cerró hace unos meses la compra al fondo Ardian de una cartera de renovables en España que incluía 435 MW de proyectos híbridos en desarrollo Castilla y León, Andalucía, Galicia y Cataluña.

Al margen de esta adquisición, Naturgy ya prepara otros proyectos, especialmente en Castilla-La Mancha, que convertirán doce parques eólicos en plantas de generación híbridas con energía solar, con el objetivo de que estén operativas en 2025. Además de estos planes de hibridación eólica-solar, la compañía también trabaja en el desarrollo de otros tres proyectos de integración hidráulica con energía fotovoltaica y otros cinco proyectos de almacenamiento en baterías para hibridar plantas fotovoltaicas que ya están en operación.

**Iberdrola** finalizó el pasado septiembre la construcción en Burgos de la primera planta fotovoltaica híbrida eólica y solar de España, y ahora trabaja para su puesta en funcionamiento con una potencia de 74 MW y tras una inversión de 40 millones de euros. La apuesta de **Endesa** por la hibridación en España tendrá como buque insignia el 'megacomplejo' renovable que instalará en los terrenos de su antigua central de carbón de Andorra, en Teruel. El proyecto de transición justa para la zona contempla la construcción de siete plantas híbridas que contarán con una potencia conjunta de 1.800 MW y una inversión de más de 1.500 millones. Por su parte, **Acciona Energía** cuenta con proyectos de hibridación fotovoltaica de 2.300 MW en diferente estado de desarrollo de su tramitación.

Una buena parte de los proyectos de hibridación son parques eólicos a los que las eléctricas deciden incluir paneles solares entre los aerogeneradores. En el caso de **Solaria**, el proceso es al revés. Especializada en el desarrollo de plantas fotovoltaicas, la compañía ha decidido instalar en parte de ellas molinos. Los planes de Solaria contemplan desarrollar una cartera de 3.000 MW de instalaciones que combinan solar y eólica, de los que 1.200 MW ya están en tramitación y los 1.800 MW restantes se activarán a lo largo del próximo año.

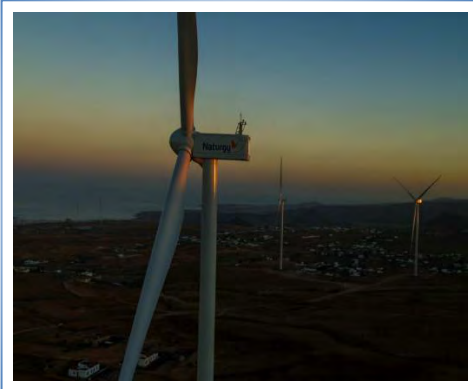
## 15.- 2023, un año decisivo para el desarrollo de las renovables de Naturgy en Canarias.

diariodeavisos.lespanol.com, 5 de noviembre de 2023.

### La compañía, que ya opera 100 MW de potencia de generación limpia en las islas, contará con más de una veintena de proyectos eólicos y fotovoltaicos para final de año.

La reciente puesta en marcha de Salinetas, la primera planta fotovoltaica de Naturgy en Canarias, supone para la multinacional energética haber alcanzado los 100 MW renovables en operación en el archipiélago. Un hito que evidencia los esfuerzos de Naturgy por el desarrollo de las energías renovables en la región, que crecerá hasta los 145 MW con los diez proyectos fotovoltaicos que están actualmente en construcción.

Con una inversión de 5,2 millones de euros, y localizada en el municipio de Telde, Salinetas aporta al sistema energético canario 4,2 MW de potencia instalada, y producirá anualmente 7,2 GWh, energía que equivale al consumo anual de más de 2.000 viviendas. Esta producción contribuirá a reducir las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en más de 4.800 toneladas.



En los próximos meses, Canarias contará con doce parques eólicos y nueve plantas fotovoltaicas. Los últimos parques eólicos en ponerse en servicio, en junio de este año, fueron los de Agüimes, con 10,75 MW, y Camino de la Madera, con 9,2 MW y situado en Santa Lucía de Tirajana.

En 2022, los diez parques que tenía entonces activos Naturgy produjeron más de 211 GWh de energía, lo que supuso un incremento del 6,5% con respecto al año 2021, equivalente al consumo eléctrico anual de cerca de 122.000 hogares. Los trece proyectos fotovoltaicos y eólicos de Naturgy ya en funcionamiento suponen un total de 70 MW y una inversión global de 80 millones de euros, y generan 156 GWh/año de electricidad.

El previsible crecimiento de proyectos fotovoltaicos en las islas se debe a que Naturgy resultó la máxima adjudicataria de la subasta del primer proceso de licitación de capacidad fotovoltaica dotada con fondos Feder (SolCan), con 44 MW de potencia, y la segunda mayor adjudicataria de la potencia subastada en Canarias en el segundo proceso de licitación de capacidad eólica con fondos Feder (EolCan2), con 20 MW de potencia.

“Además de todos estos proyectos -explica Sergio Auffray, delegado de Naturgy Renovables en Canarias-, estamos trabajando en el desarrollo de otros proyectos fotovoltaicos y eólicos, como muestra de nuestro compromiso con la transición energética en las islas”.

## 16.- La parada de dos centrales nucleares provoca que España tenga que quemar más gas.

vozpopuli.com, 5 de noviembre de 2023.

**El sistema eléctrico español tendrá que operar sin nucleares en 2035. Octubre ha sido un ejemplo de gran generación renovable, falta de capacidad nuclear y necesidad de ciclo combinado.**

Las borrascas han provocado que el aire haya sido la principal fuente de generación de electricidad en España en octubre. Un mes extraordinario en producción de energía renovable que, aun así, ha necesitado el respaldo de otras tecnologías de apoyo como los ciclos combinados de gas que han aguantado al sistema ante la parada de dos centrales nucleares.

La central de Cofrentes se encuentra en parada programada desde el 6 de octubre y se espera que se acople el 15 de noviembre. Por su parte, la central de Ascó II se encuentra en parada fría desde el 23 de octubre y se espera su reconexión para el 1 de diciembre. Si a ello se suma que durante este mes se han producido paradas no programadas en Ascó por averías en la red eléctrica, el resultado de estos factores muestra un descenso de la electricidad que llega a través de la nuclear del 23,3% de septiembre al 19,1% de octubre.

“A pesar del incremento renovable, destacan que los ciclos combinados de gas han mantenido una notable participación del 16,8% en el mix de generación y han marcado precio el 15,30% de las horas, a un promedio de 111,60 euros megavatios hora”, detallan los analistas del Grupo Ase.

El problema es que las nucleares son tecnologías de respaldo que sirven al sistema para aguantar el sistema tanto si hay una gran producción de renovables como para apoyar el sistema en los valles de producción de estas tecnologías.

## Más gas, con o sin renovables

Y en esta ocasión ha sido un ejemplo de la necesidad de tecnologías de respaldo en un mes de gran producción renovable. La entrada de sucesivas borrascas a la península durante la última quincena ha permitido que la eólica generara el 30,4% del mix de generación y que muchos días respondiera a más del 50% de la demanda, hundiendo los precios.

El 20 de octubre, la eólica cubrió un 70% de la demanda y estuvo cerca de batir su récord histórico. La eólica este mes ha sido un 16,2% mayor que la del año pasado y está un 36,1% por encima de su promedio de los últimos cinco años.

Su aportación ha permitido que la generación de origen renovable ascendiera a un 53,2% del mix. El resto de las renovables también han crecido en el mes de octubre: la hidráulica un 117,2% y la fotovoltaica un 27%.



Pero, aun así, el sistema ha necesitado el gas para asegurar el suministro. En septiembre, con una generación 'verde' menor, los ciclos combinados de gas supusieron el 21,5% de la electricidad en España y, con un octubre de récord renovable, el peso de estas tecnologías emisoras se sitúa en un 16,8%. "Es un mes que sirve de ejemplo de que el hueco de las nucleares, actualmente, se llenaría con la generación térmica de gas", explican desde el sector.

## ¿Qué pasará en el futuro sin las nucleares?

En una década, el sistema eléctrico español tendrá que operar sin la energía nuclear. El Gobierno de España aspira a que el 81% de la generación eléctrica sea renovable en 2030. Y todo apunta a que un 12% de ese hueco se cubra con gas natural mientras las centrales nucleares van desapareciendo del sistema.

La batalla política de las pasadas elecciones puso encima de la mesa la posibilidad de ampliar la vida útil de los siete reactores mientras tecnologías como el almacenamiento van dando estabilidad a la generación 'verde'.

Pero una nueva coalición del Gobierno liderada por el PSOE cierra cualquier posibilidad en este sentido. El primer cierre se puede producir esta misma legislatura en Almaraz I, uno de los reactores de la central de Cáceres que comparte Iberdrola con Endesa y Naturgy, que tiene previsto apagarse en noviembre de 2027.

El resto de reactores irían cerrando en cascada si esta nueva política no entrara en vigor. Almaraz II lo haría en 2028 y, en 2030, Ascó I (Tarragona) y Cofrentes (Valencia). El siguiente cierre se produciría en septiembre de 2032 con Ascó II y culminará en 2035 cuando se apaguen en febrero Vandellós II (Tarragona) y Trillo (Guadalajara) en mayo. Un período en el que se pondrá a prueba de nuevo al sistema eléctrico.

## 17.- Iberdrola cierra una alianza con Masdar en eólica marina con la inversión de 1.600 millones de euros en el Báltico.

corresponsables.com, 6 de noviembre de 2023.

**Tras obtener las aprobaciones regulatorias necesarias, las compañías han cerrado el acuerdo anunciado el pasado julio para coinvertir en el parque eólico marino Baltic Eagle, que cuenta con una capacidad de 476 MW.**



Iberdrola ha cerrado un acuerdo estratégico con Masdar, grupo de renovables del Emirato de Abu Dhabi, para coinvertir en el parque eólico marino alemán Baltic Eagle con una potencia de 476 MW, situado en el Mar Báltico. Tras obtener todas las aprobaciones regulatorias necesarias, Iberdrola contará con un porcentaje mayoritario del 51% en los activos y acelera así la independencia energética en Europa.

De acuerdo con los términos de la operación, **la valoración del 100% de este parque eólico asciende a unos 1.600 millones de euros**. Iberdrola controlará y gestionará los activos, prestando servicios de operación y mantenimiento y otros servicios corporativos.

El pasado mes de julio **Ignacio Galán, Presidente de Iberdrola, y el CEO de Masdar, Mohamed Jameel Al Ramahi**, firmaron el acuerdo como parte de un compromiso más amplio entre dos potencias de energía limpia. Ambas partes consideran que esta es una transacción de importancia estratégica y un hito fundamental que fortalece una asociación que permitirá explorar más oportunidades de inversión en energía renovable en diversas tecnologías y regiones.

#### Alianzas a largo plazo para impulsar la descarbonización de la economía

Baltic Eagle contará con **50 aerogeneradores de 9,53 MW** de potencia unitaria sobre monopilotes, para **una producción anual de 1,9 TWh**, suficiente para satisfacer de forma sostenible la demanda de 475.000 hogares y evitar la emisión de 800.000 toneladas de CO2 a la atmósfera cada año.

Este parque, que está previsto que entre en funcionamiento a finales de 2024, cuenta con una tarifa mínima regulada de 64,6 €/MWh durante los primeros 20 años. Además, **tiene ya vendida el 100% de su producción** con contratos a largo plazo.

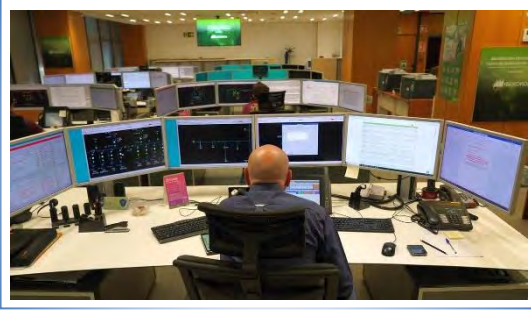
En los últimos meses, el grupo energético ha cerrado diversas **alianzas a largo plazo** para impulsar la descarbonización de la economía:

1. Iberdrola ha cerrado en septiembre con GIC una alianza estratégica para la expansión de las redes de transporte en Brasil por 430 millones de euros.
2. También, ha acordado con Norges Bank Investment Management coinvertir en 1.265 MW de nueva capacidad renovable en España.
3. La compañía ha suscrito un acuerdo para vender más de 8.400 MW de ciclos combinados de gas en México por 6.000 millones de dólares.
4. Iberdrola y MAPFRE han seguido avanzando en su alianza estratégica al incorporar 150 nuevos MW a través de una sociedad conjunta, que ya cuenta con 450 MW.
5. Iberdrola y BP firmaron también en marzo una alianza estratégica para desplegar 11.700 puntos de carga rápida en España y Portugal.
6. Además, hace unos meses Iberdrola firmó una alianza con Energy Infrastructure Partners para coinvertir en el parque eólico marino de Wikinger y potenciar su cartera de eólica marina.

## 18.- El “cerebro” que controla las redes de Iberdrola se expande en Bilbao.

deia.eus, 6 de noviembre de 2023.

**El centro de Operación de Distribución, que controla las redes eléctricas de la zona norte, adapta su labor a la evolución del sector y al cambio climático que están aquí.**



Pulsar el interruptor de la luz, hacer la colada en la lavadora o enchufar el móvil para cargar su batería son tres gestos a los que nos hemos acostumbrado y detrás de los que hay mucha tecnología, trabajo y proyectos de ingeniería punteros.

**De que llegue la electricidad desde el punto en que se genera hasta los hogares y las industrias que la necesitan se encarga las 24 horas del día el Centro de Operación de Distribución (COD) que Iberdrola tiene en Bilbao a través de su empresa i-DE.**

Es el cerebro de la energética bilbaína, unas **instalaciones que se encuentran en plena expansión** de neuronas tecnológicas para asumir los retos que ya están aquí. **Javier Arriola, director de la Región Norte de i-DE** explica a DEIA cómo “nos enfrentamos a un momento muy disruptivo en cuanto al papel que va a jugar la red. Va a tener que **albergar toda la generación de nueva energía renovable** y dar servicio a todos esos millones de puntos de suministros que se van a generar nuevos”. Esta tupida tela de araña eléctrica está incorporando ya los pequeños generadores de energía que la aportarán a la red cuando cubren su autoconsumo o los **miles de enchufes particulares que se están instalando para cargar los coches eléctricos.**

Más extensión y nuevos retos que pueden suponer un mayor número de incidencias que pueden dejar a los clientes sin servicio en una red neuronal ya considerable ahora mismo.

Unos datos para contextualizarlo. **El COD de Bilbao gestiona la red de transporte y distribución de electricidad de Iberdrola en el País Vasco, Navarra, Cantabria y La Rioja.**

Su actual sistema informático de telecontrol **vigila una malla de infraestructura de cerca de 38.000 kilómetros de líneas eléctricas de todo tipo** de tensiones desde las que llega en origen (muy alta), hasta la baja que es de la que se nutren los clientes. A ello se suma la **vigilancia de 266 subestaciones y más de 18.000 centros de transformación**, atendiendo a casi **dos millones de abonados, de los cuales un tercio de los mismos, 678.849, se encuentran en Bizkaia.**

El otro escenario a futuro en el que trabaja ya el equipo de **Isabel Loureiro, responsable de Planificación de Red de Iberdrola**, es la preparación para todo lo que está llegando como consecuencia del **cambio climático**. “**Estamos ya inmersos en él y la probabilidad de eventos meteorológicos muy exigentes para la red de distribución es altísima**”, explica. Pone ejemplos. “Ya tenemos DANA fuera de temporada, ciclogénesis explosivas de vez en cuando y se van a generar más fenómenos climáticos que nos van a afectar, y mucho”.

### Cambio climático

De hecho, como explica Jesús García, el responsable del COD en Bilbao, “**la climatología es la principal actividad generadora de problemas**”.

La previsión de fuertes vientos, grandes tormentas y nieve son las tres causas que provocan más alarmas en el centro tanto antes de que ocurran, para estar preparados, como después de finalizadas, para solucionar los cortes de energía que se puedan generar por caídas de árboles o zonas anegadas que afecten a infraestructuras energéticas.

El cerebro de Iberdrola **recibe al minuto los avisos meteorológicos de Euskalmet, Aemet** y otros servicios similares y con esos datos “hacemos la recomendación de si entramos en nivel de alerta o subimos al de emergencia”, explica el jefe del centro.

Unas situaciones atmosféricas que van a ir a más según todos los expertos por lo que García reconoce que “el COD va a crecer en cuanto a responsabilidades de control y gestión y también de plantilla”.



En la actualidad son **38 personas las que trabajan en este centro** todos los días del año, las 24 horas del día. Un grupo de operadores y responsables muy especializado que puede movilizar hasta medio millar de operativos, tanto en oficina como en el exterior, para resolver cualquier tipo de incidencia.

La automatización y el despliegue de sensores que ha ido implementándose en la red de distribución durante las últimas dos décadas supone que prácticamente todo se pueda controlar desde el COD.

Empezando a nivel más básico por los contadores inteligentes que desvelan el consumo de cada abonado hasta el funcionamiento de las grandes subestaciones de los que se nutre de energía el sistema.

Incluso supervisan los clientes que tienen en su domicilio un soporte vital de algún tipo. “Hicimos una campaña para registrar estas personas, y son varios miles, para que en caso de que haya una interrupción de energía, priorizar a este abonado el suministro”, desvela el responsable del COD.

El centro de control cuenta también con “**un plan de emergencia que cubre todas las contingencias que estamos acostumbrados a vivir**”, explica García. Ello les permite actuar con celeridad **como ocurrió recientemente en el barrio San Miguel de Basauri donde se perdió la subestación de la zona a las tres de la madrugada** “y a las siete de la mañana ya estaba todo en orden y no se enteró nadie de la falta de energía cuando se levantó de la cama”, detalla.

### Inteligencia artificial

La inteligencia artificial también está presente “implantando lógicas en el sistema por las que no esperamos a que pase algo o que un cliente nos llame. Por ejemplo, **el propio contador cuando hay un incidente toma acciones y manda avisos al COD**”, describe Isabel Loureiro. Su compañero Jesús García amplía la información y asegura que esta situación “ocurre ya en la mitad de los incidentes que se registran”.

De todas formas, **el factor humano sigue siendo esencial**. Son cuadrillas de operarios sobre el terreno los que tienen que ejecutar las reparaciones, a veces en lugares insospechados y con la ayuda incluso de helicópteros de la Ertzaintza. También se tiene que comprobar que no hay energía en un tramo afectado, por ejemplo al picar una excavadora un tendido subterráneo, ya que aunque previamente se le haya retirado el fluido desde el COD –en menos de tres minutos se deja aislado un tramo averiado–, hay que cerciorarse de que no es peligroso para cualquier persona que vaya a actuar sobre los cables. “Todo el tema de seguridad se rige por unos protocolos muy estrictos”, especifica el jefe del centro.

La responsable de Planificación pone en valor todo este trabajo conjunto al concretar que “**hemos mejorado mucho la calidad del suministro pero es que el nivel de exigencia va a ser mucho mayor**”. Un dato que avala esta afirmación es el que aporta Javier García: “No tenemos interrupciones del servicio muy largas; el 70% de cualquier incidencia de media tensión los reponemos en menos de 30 minutos”, asegura.

Todo un nivel de servicio que todavía tiene que mejorar aún más. “Los nuevos escenarios que vienen van a obligarnos a gestionar la red de una forma muy distinta a la actual. Va a haber que desarrollarla más pero también hacer un mejor uso de la tecnología y, por ejemplo, utilizar mejor los cables existentes”, indica Arriola.

Loureiro es más directa al asegurar que “hasta ahora los consumos crecían poquito pero lo que está pasando ahora ya va a revolucionar todo. **Hay que identificar donde falta red para aumentarla y con la que tenemos sacarle chispas, porque no se va a poder crecer todo lo que deseáramos**”.

### Abonados

1,9 millones atendidos. El COD vigila el suministro de casi dos millones de clientes, un tercio en Bizkaia, casi 440.000 en Gipuzkoa y 200.000 en Araba. Nafarroa suma 388.000, La Rioja casi 245.000 y Cantabria no llega a 30.000 abonados.

**38.000 km.**

Extensión de la red. El COD controla una malla de infraestructura de cerca de 38.000 kilómetros de líneas eléctricas de todo tipo de tensiones desde las que llega en origen (muy alta), hasta la baja que es de la que se nutren los clientes.

### Incidencias

Condiciones climáticas. La mayoría de las alarmas importantes que saltan en el centro son causadas por el viento, tormentas y nieve que afectan por su intensidad a diferentes puntos de la red distribución.

### Personal

38 personas las 24 horas. No hay descanso en el COD ya que es atendido a turnos por 38 personas todos los días del año con capacidad para movilizar hasta medio millar de efectivos sobre el terreno y en coordinación.

La cifra

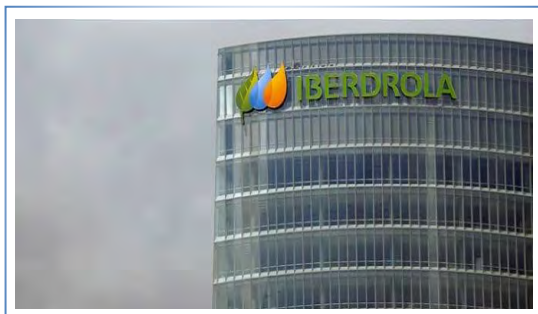
**70%**

El centro es capaz de resolver siete de cada diez alarmas que se registran en la red de media tensión en menos de media hora desde que se activa.

## 19.- Iberdrola vende tres plantas minihidráulicas a Kelag España.

estrategiasdeinversion.com, 6 de noviembre de 2023.

**Iberdrola ha cerrado la venta de tres plantas minihidráulicas en España a la compañía energética austriaca Kelag. Esta operación forma parte del programa de rotación de activos no estratégicos de Iberdrola para apoyar su plan de inversiones de 47.000 millones de euros. Kelag, con experiencia en el sector hidroeléctrico, busca expandirse en proyectos renovables.**



**Iberdrola** ha cerrado la venta de tres plantas minihidráulicas en España, con una capacidad instalada total de 35 megavatios (MW), a la compañía energética austriaca **Kelag**. Esta transacción permite ampliar e incorporar nuevas centrales minihidráulicas al perímetro actual, según la información proporcionada por la empresa.

El importe de la operación **se estima en unos 55 millones de euros**, a un precio mínimo de aproximadamente 1,5 millones de euros por MW, según fuentes del mercado.

Kelag es una empresa con reconocido prestigio en el sector hidráulico, gracias a su amplia experiencia en la gestión de casi 100 centrales hidroeléctricas propias. Además, posee importantes derechos de adquisición y suscripción de energía hidroeléctrica, con una capacidad instalada total de 1.500 MW en Austria.

Esta es la segunda operación que Kelag realiza en España, después de adquirir cuatro centrales hidroeléctricas en 2022.

### La banca española a examen tras presentar resultados

La venta de estas plantas minihidráulicas forma parte del programa de rotación de activos no estratégicos anunciado por Iberdrola. Dicho programa, que se cumple al 100% para apoyar el plan de inversión récord de 47.000 millones de euros, se incluirá en la actualización del plan estratégico que se llevará a cabo en marzo durante el próximo Capital Markets Day de la compañía.

Esta desinversión se suma a otras realizadas recientemente por Iberdrola, como la venta de activos en México, así como a los acuerdos suscritos y anunciados con Mapfre, Norges Bank Investment Management, Masdar, bp o Energy Infrastructure Partners.

Kelag tiene como estrategia continuar creciendo en proyectos de energías renovables a nivel nacional y en toda Europa en los próximos años. La adquisición de estas plantas minihidráulicas en España es un paso más en su objetivo de expandirse en el mercado de las renovables y fortalecer su posición en el sector.

## 20.- Iberdrola suministrará a Adif 28 GWh de energía verde eléctrica anual por 14,4 millones.

elperiodicodelaenergia.com, 6 de noviembre de 2023.

**El consumo anual estimado destinado a estas instalaciones de Adif y Adif AV es de 27,9 GWh/año.**

**Adif Alta Velocidad (Adif AV) refuerza su estrategia de sostenibilidad con un nuevo contrato para el suministro de energía eléctrica verde o con Garantía de Origen (GdO) con Iberdrola**, destinada a suministros no teledados de estaciones de viajeros, edificios y otros recintos ferroviarios con usos distintos de la tracción de los trenes, excluyendo por tanto el suministro de energía eléctrica a las operadoras ferroviarias.



El contrato, para el período 2024-2025 en puntos no teledados (en los que Adif AV no monitoriza directamente el consumo), se ha adjudicado a **Iberdrola Clientes** y cuenta con un presupuesto de **14,4 millones de euros**, si bien el coste definitivo dependerá de los consumos reales, el precio resultante en el mercado mayorista **OMIE** o las posibles coberturas de precio en el mercado **OMIP**. El **consumo anual** estimado destinado a estas instalaciones de Adif y Adif AV es de **27,9 GWh/año**.

### Los puntos de suministro eléctrico de Iberdrola

Este contrato es fruto de un proceso negociado para obtener los precios más competitivos -en función de las expectativas del mercado energético- tras la selección de las tres mejores ofertas bajo una única modalidad de obtención del precio final de la energía: precio indexado al mercado diario **OMIE** con posibilidad de cerrar periodos temporales a precio fijo, en cualquier momento, con periodo mínimo de preaviso.

Los **puntos de suministro eléctrico** se distribuyeron en tres grupos con el fin de unificar **tarifas de acceso** y **homogeneizar** los costes de mercado. El precio ofertado para cada grupo será aplicable a todos los puntos de suministro, así como a cualquier punto de suministro que pueda ser necesario dar de alta a lo largo de la vigencia del contrato.

Los costes de acceso, con precios regulados, no son objeto de petición de oferta a los licitadores, aunque sí de contratación. Iberdrola será la encargada de contratar, en calidad de mandatario, los contratos de acceso con los distribuidores para cada uno de los puntos de suministro, sin repercusión de coste adicional alguno para Adif AV por dicha gestión.

Adif mantiene la estrategia de las últimas contrataciones realizadas en el ámbito energético, planteando la posibilidad de realizar coberturas de precios en el mercado de futuros **OMIP**, con el fin de eliminar la volatilidad del mercado **OMIE** y, así, asegurar un precio estable cuando el mercado lo permita.

### Lucha contra el cambio climático

Con esta iniciativa, alineada con los compromisos establecidos en su **Plan de Lucha contra el Cambio Climático 2018-2030**, la compañía avanza en su contribución a la descarbonización del sistema ferroviario y el fomento del uso de energías renovables, iniciada con el suministro de energía eléctrica con certificados **GdOs** en 2019.

Asimismo, contribuye a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 (mejorar la eficiencia energética), 9 (promoción de infraestructuras fiables, sostenibles y de calidad) y 13 (acción por el clima).

## 21.- Las renovables superan su récord en capacidad instalada aunque su consumo desciende un 1%.

elperiodicodelaenergia.com, 6 de noviembre de 2023.

**Las renovables aportaron el 16,4% de la energía final bruta y el 42,2% de la electricidad consumida el año pasado.**

**Las energías renovables superaron su récord de capacidad instalada en 2022 con 6.269 nuevos megavatios conectados a la red y aportaron 9.484 millones de euros al PIB de España, un 1,65% de la actividad económica del país, aunque el consumo de energía primaria de este tipo descendió un 0,9%.**



Estos datos forman parte del último estudio de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (Appa Renovables), publicado, que añade que el sector también ha consolidado su **crecimiento en empleo con más de 130.000 puestos, de los cuales 80.000 son directos.**

Asimismo, la economía española se ahorró en **2022** en torno a **4.510 millones de euros gracias a la no emisión a la atmósfera de 55,8 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>**, lo que fue posible gracias a la generación de este tipo de energía, según la patronal.

### El empuje de las renovables

En **España**, las energías renovables aportaron el 16,4% de la energía final bruta y el 42,2% de la electricidad consumida en España en 2022, mientras que para el año 2023, desde APPA esperan que esta aportación aumente hasta situarse cerca del 51%, beneficiada por las borrascas de las últimas semanas.

Según ha explicado este lunes en rueda de prensa el director general de la asociación APPA Renovables, **José María González Moyá**, la potencia instalada llegó a los 9.000 megavatios, de los cuales 2.500 ya proceden del autoconsumo.

No obstante, señaló, esta cantidad aún está lejos de los 11.000 megavatios fijados por el plan del **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** para el final de cada año hasta el **2030**, por lo que para poder cumplirlo habrá que “correr en el desarrollo de las renovables”, añadió.

La balanza comercial del mercado de las energías renovables se resolvió en 2022 con un saldo neto importador de 2.598 millones de euros, ya que a excepción de la fotovoltaica el resto de tecnologías y los servicios asociados fueron netamente exportadores.

### Los mercados

La fuerte subida de los precios de los mercados energéticos aumentó el ahorro por las **importaciones de combustibles fósiles**, que pasaron de 8.613 millones de euros en 2021 a 15.230 millones de euros en 2022.

La mayor presencia de las energías renovables en los precios diarios del “pool” redujo el precio de estos de 43,10 euros/MWh, unos ahorros que según Appa renovables fueron “muy superiores” a las retribuciones recibidas por las tecnologías renovables de forma específica.

Según la patronal, de no contar con la generación renovable, el precio a pagar por los consumidores en el mercado mayorista en 2022 hubiera sido de 210,62 €/MWh en lugar de los 167,52 €/MWh que se pagaron.

Para el presidente de APPA renovables, **Santiago Gómez**, estos datos se produjeron en un año “excepcional” como fue 2022, marcado por algunas actuaciones del Gobierno “intervencionistas y poco eficaces” como la minoración del gas a tecnologías inframarginales como el petróleo y el carbón.

## 22.- La Audiencia Nacional rechaza el intento de las eléctricas de frenar de urgencia la criba masiva de renovables.

epe.es, 6 de noviembre de 2023.

**La Sala se niega a conceder las medidas cautelares reclamadas por las energéticas para suspender la retirada a cientos de proyectos verdes del codiciado permiso de acceso a la red**



**El sector de las energías renovables sufrió hace unos meses una criba masiva de proyectos de nuevas plantas que estaban en tramitación. Fueron cientos de plantas las que no logran el pasado enero la obligatoria declaración de impacto ambiental (DIA) para poder continuar con el proceloso proceso de obtención de todas las autorizaciones administrativas y entrar en funcionamiento dentro de unos años.**

Desde entonces muchas de las compañías energéticas afectadas están encadenando **recursos en diferentes instancias para poder tumbar la decisión** de dejarles fuera de la gran carrera del boom renovable, haciéndoles perder el codiciado permiso para la conexión a la red eléctrica. La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) lleva meses rechazando las impugnaciones de las eléctricas y ahora, en un nuevo paso en la batalla legal, la **Audiencia Nacional también está decidiendo en contra de los intereses de las energéticas** y rechazando las medidas cautelares para evitar la pérdida del acceso a la red.

Los grupos energéticos están obligados a cumplir estrictos plazos para la obtención de permisos administrativos para seguir vivos y no perder el punto de conexión a la red eléctrica, lo que les obligaría a volver a la casilla de salida de una larga carrera burocrática que dura unos cinco años. El pasado enero **proyectos con una potencia conjunta de unos 15.000 megavatios (MW) quedaron fuera** de la tramitación, aproximadamente una quinta parte de todos los que optaban a superar esa fase.

El tijeretazo ha llevado a decenas de compañías a promover reclamaciones formales contra la decisión de **Red Eléctrica de España (REE)**, el gestor de las redes de alta tensión, de retirar el permiso de acceso a la red a los proyectos que no obtuvieron la DIA preceptiva.

La CNMC ha recibido más de un centenar de conflictos presentados por las compañías afectadas y está rechazándolos de manera masiva, e incluso ha advertido de que **todos los recursos que reciba serán resueltos en el mismo sentido desestimatorio**, como adelantó EL PERIÓDICO DE ESPAÑA.

Tras el ‘no’ de Competencia, algunas compañías energéticas han continuado con la guerra legal y han recurrido ante la Audiencia Nacional como siguiente paso y han reclamado medidas cautelares para paralizar de urgencia la retirada del permiso de acceso a la red a la espera de que el tribunal se pronuncie sobre el fondo del asunto y evitar que mientras dure el proceso esa capacidad de conexión se adjudique a otras compañías.

La Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia aún no se ha pronunciado sobre el fondo de la cuestión, pero en los dos últimos meses acumula casi una decena de autos en los que rechaza de manera sistemática las medidas cautelares reclamadas por diferentes grupos de energías renovables para mantener los permisos de REE para sus proyectos eólicos y fotovoltaicos.

### UNO DE CADA CINCO PROYECTOS, KO

El Gobierno y las comunidades autónomas, dependiendo del tamaño del proyecto, rechazaron el pasado enero (o en el caso de algunas CCAA, siquiera les dio tiempo a estudiar por el colapso administrativo) proyectos renovables con una potencia conjunta de algo más de 15.000 megavatios (MW), el 20,6% del total de peticiones presentadas. Tras el rechazo les fue retirado el derecho de conexión a la red eléctrica, según se recoge en los registros de solicitudes de Red Eléctrica de España (REE). Entre los proyectos desechados figuraban 10.500 MW de energía solar fotovoltaica y 4.500 MW de parques eólicos.

El pasado enero **proyectos con una potencia conjunta de 58.000 MW sí que obtuvieron la obligatoria DIA** para seguir adelante con sus planes. Era sólo una etapa burocrática de las varias que las compañías energéticas van a tener que superar aún hasta tener en marcha las plantas.

Tras la obtención de la declaración ambiental, la inmensa mayoría de los proyectos en tramitación consiguieron del Gobierno central o de las comunidades la autorización administrativa previa antes del 25 de abril y luego les tocaba obtener la autorización administrativa de construcción antes del 25 de julio (aunque el Gobierno central aprobó una extensión de seis meses adicionales, hasta finales de enero, para conseguirla). Posteriormente, deberán obtener la autorización de conexión a la red y la de puesta en funcionamiento, con el objetivo de estar operativas a mediados de 2025.

### El sector pide más tiempo

El sector de las energías renovables advierte ahora de que se avecina un colapso en el despliegue de nuevas plantas. Cientos de proyectos verdes, en torno a un millar, tienen ese plazo legal para estar funcionando a mediados de 2025 y no perder el codiciado permiso de conexión a la red eléctrica. Y las patronales renovables avisan de que **la mayoría de proyectos no cumplirán con ese tope temporal por el atasco** que va a suponer que todo el sector esté intentando contratar proveedores (los mismos proveedores) para construir la avalancha que viene de nuevas instalaciones en un plazo tan corto. Por eso, las asociaciones anticipan que necesitarán **al menos dos años más** para evitar que caigan gran parte de los proyectos.

El **Gobierno ya ha concedido dos prórrogas** para facilitar el cumplimiento de toda la tramitación de los permisos administrativos que dura unos cinco años. En total, se han aprobado 15 meses de alivio para cumplir requisitos de todo el proceso en varios de sus hitos temporales (9 meses para conseguir la declaración de impacto ambiental y otros 6 meses para la autorización de construcción). El Ejecutivo entonces las justificó por las dificultades generadas por la pandemia de covid y por el desbordamiento de las administraciones públicas (especialmente las comunidades autónomas) para estudiar y aprobar todas las solicitudes presentadas.

Frente a las presiones que arrecian desde el sector para conseguir un nuevo aplazamiento, ahora para materializar la construcción de las nuevas plantas renovables, el Gobierno actual en funciones se limita a dar largas a las compañías, y de momento **se resiste a conceder nuevas prórrogas** o siquiera a anticipar que esté dispuesto a hacerlo en el futuro.

## 23.- Enel más que duplica ganancias hasta septiembre y mejora previsiones.

expansion.com, 7 de noviembre de 2023.

- **Flavio Cattaneo, CEO de Enel, entra en el consejo de Endesa**
- **Endesa desploma su beneficio un 35% pero mantiene objetivos**

El grupo registró un beneficio neto atribuido de 4.235 millones de euros entre enero y septiembre, un 142% más, aunque sus ingresos cayeron el 34%.

**Enel** obtuvo un **beneficio neto atribuido** de 4.253 millones de euros en los primeros nueve meses del año, lo que representa un incremento del 141,9% con respecto a los 1.758 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior. No obstante, los **ingresos** de la energética italiana, **primer accionista de la eléctrica española Endesa** con una participación del 70% en su capital, alcanzaron los 69.534 millones de euros al cierre de septiembre, con un descenso del 34,1% frente al mismo intervalo de 2022.



Por áreas de negocio, la de **generación convencional y comercialización** global se quedó en los 28.779 millones de euros de ingresos tras retroceder un 49,9%. La división de **redes** cedió un 2,4%, hasta los 15.192 millones de euros, al tiempo que la de **EGP** sí vio aumentar su facturación en un 22,8%, hasta los 7.996 millones de euros.

Después, la sección **minorista** se anotó unos 37.526 millones de euros y **Enel X** hizo lo propio con 1.341 millones de euros. Estas cifras son un 23,1% y un 22% inferiores a las contabilizadas doce meses antes. Además, el área de **servicios** y otros detrajó 21.300 millones de euros del sumatorio, un 13,3% menos que en el mismo periodo de 2022.

En cuanto al origen de los ingresos, **Italia**, principal mercado de **Enel**, brindó a la energética 35.044 millones de euros, un 46% menos, mientras que **Iberia**, el segundo en importancia, generó 19.181 millones de euros, un 21,9% menos.

Ya en **Latinoamérica**, Enel alcanzó los 13.881 millones de euros de ingresos, un 4,2% menos. En cuanto a América del Norte, los ingresos cayeron en una proporción similar (4,3%), hasta los 1.398 millones de euros. A estas cantidades hay que añadir aportaciones menores de 179 y 59 millones de euros por África, Asia y Oceanía y el resto de Europa, respectivamente.

El **resultado bruto de explotación (ebitda)** se situó en los 15.220 millones de euros al final del periodo, con un aumento del 23,5% frente a los 12.327 millones de euros previos. De su lado, el ebitda ordinario de Enel ascendió a 16.386 millones de euros, un 29,3% más.

El grupo ha mejorado, así, las orientaciones anunciadas a los mercados financieros en la presentación de su **plan estratégico 2023-2025**, con un objetivo de ebitda ordinario para 2023 de entre 21.500 y 22.500 millones de euros frente a la estimación inicial de 20.400 y 21.000 millones de euros.

Por su parte, el resultado neto ordinario será de entre 6.400 y 6.700 millones de euros frente a los 6.100 millones y 6.300 millones de euros previos.

## 24.- Naturgy y Sonatrach ultiman el nuevo acuerdo de los precios del gas en plena reconciliación de España con Argelia.

elindependiente.com, 7 de noviembre de 2023.

**Reynés viajó la semana pasada a visitar al nuevo CEO de Sonatrach.**

Naturgy y Sonatrach, empresa estatal de gas de Argelia, ultiman el nuevo acuerdo de los **precios del gas**. Durante las últimas semanas, las conversaciones se han acelerado entre ambas partes para fijar los precios para lo que queda de este 2023 y 2024.

Desde el final del verano, los equipos negociadores de ambas compañías se han entrevistado con asiduidad para marcar el coste del megavatio hora de la materia prima, que sigue viviendo una alta volatilidad en los mercados internacionales.



De hecho, la pasada semana el presidente de **Naturgy** acudió a Argel a entrevistarse con el **nuevo consejero delegado de Sonatrach**, para tener la primera toma de contacto en su nuevo puesto. Fuentes del sector apuntan a que esta conversación fue “clave” para ultimar los nuevos precios del gas.

Sonatrach, a través de un comunicado, indicó que en dicha reunión “se formalizaron las conversaciones sobre los contratos de compra y venta de gas natural a largo plazo”. “A través de estos contratos **Sonatrach** ha demostrado su importante papel en la obtención de suministros a España y Europa en general”.

Sonatrach le debe suministrar 5 bcm (miles de millones de metros cúbicos de gas natural) al año por gasoducto hasta 2030 y con el precio a revisar cada tres años. Reynés logró un acuerdo a finales de 2022 el coste de gas argelino que había recibido ese año, que se aplicaron de forma retroactiva.

Estas negociaciones, a su vez, coinciden con la llegada del nuevo embajador de Argelia a España, lo que supone dar carpetazo a una crisis diplomática que se abrió después de que el Gobierno de **Pedro Sánchez cambiara su postura respecto al Sáhara Occidental**. El presidente de Argelia, Abdelmajid Tebboune, quiere que sea Abdelfetah Daghmoum quien esté al frente de la embajada, un puesto que lleva vacante desde el 14 de marzo de 2022, cuando Argelia llamó a consultas a su anterior embajador, Said Mouissi, para abandonar España.

Desde hace varias semanas, los dos gobiernos han intensificado sus relaciones y los cuerpos diplomáticos **han mantenido contactos al más alto nivel** para volver a recuperar las relaciones económicas y políticas, que atravesaron uno de los peores momentos de la historia reciente hace ya más de un año y medio.

### Acuerdo con retraso

Volviendo al acuerdo del gas, Naturgy y Sonatrach llevan retraso en la firma de la nueva revisión del contrato que, como se mencionaba anteriormente, tendrá validez para el resto de 2023 y todo el 2024.

Fue el 22 de octubre del año pasado cuando las empresas anunciaron el nuevo acuerdo (sin dar detalle del precio). Cabe recordar que Naturgy tuvo que sudar de lo lindo para alcanzar un buen pacto debido a que Argelia intentó torpedear las relaciones económicas como venganza de la nueva posición del Gobierno de Pedro Sánchez frente al Sáhara Occidental. A su vez, la inestabilidad en los mercados hizo que las negociaciones fueran mucho más duras de lo que hasta la fecha solían ser.

En aquel pacto, **Naturgy y Sonatrach cerraron un acuerdo sobre el precio** del contrato de aprovisionamiento de gas natural para 2022 y acordaron seguir negociando para acordar la revisión del precio del gas correspondiente a 2023 y 2024. A inicios de este año Reynés comentó que la revisión de los precios del gas para los próximos meses no iba a ser “fácil”, pero confió en poder lograr un acuerdo razonable también este año.



## 25.- Redexis inicia las obras del hidrogenoducto que inyectará hidrógeno verde en red de gas natural en Mallorca.

eperiodicodelaenergia.com, 7 de noviembre de 2023.

**Se prevé que la construcción del proyecto Green Hysland que finalice a principios del año que viene.**

**Redexis ha puesto en marcha las obras de construcción en Mallorca del hidrogenoducto por el que circulará 100% hidrógeno verde para inyectar en la red de transporte de gas natural.**

En un comunicado este martes, la compañía ha informado que las obras se enmarcan dentro del proyecto **Green Hysland** y se prevé que finalicen a principios de 2024.



Así, con una inversión superior a los tres millones de euros, el **hidrogenoducto** conllevará una reducción de emisiones de entre 1.265 y 3.829 toneladas de dióxido de carbono (Tn CO<sub>2</sub>), “lo que ayudará a cumplir con los objetivos de **descarbonización** y permitirá una economía más limpia y circular, siendo un paso muy relevante en el avance hacia una sociedad de cero emisiones”, han explicado.

### **El hidrogenoducto de Redexis**

A través de poco más de tres kilómetros de longitud entre la posición de descarga a la que llegarán los ‘tubetrailers’ que salen de Lloseta y el punto de inyección, el hidrogenoducto vehiculará el hidrógeno renovable. Tiene previsto inyectar en su etapa inicial hasta 190 toneladas al año de hidrógeno, pudiendo llegar hasta las 575 toneladas por año, lo que se traduce en 20 gigavatios/hora (GWh) al año.

Según han indicado, esto beneficiará positivamente a más de 115.000 hogares y 2.000 consumidores terciarios e industriales, que podrán disfrutar de un combustible sostenible y 100% renovable.

La compañía energética ha sido la primera en España que ha obtenido por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) la autorización administrativa y de ejecución para realizar la instalación del sistema de inyección de hidrógeno verde en la posición de uno de sus gasoductos de transporte primario, en concreto el situado en San Juan-Cas Tresorer-Son Reus, en Mallorca.

De este modo, será la primera instalación de inyección de hidrógeno renovable autorizada en el sistema gasista español y permitirá inyectar este vector en la red de gas natural que suministra a toda la isla de Mallorca, compuesta a su vez por más de 160 kilómetros de gasoductos y 1.150 kilómetros de redes de distribución.

**OTRAS NOTICIAS DE INTERES DEL SECTOR ENERGETICO: (CLICAR EN EL TITULAR):**

- 1.- Un estudio alerta de que la falta de profesionales dificulta la lucha contra la pobreza energética.
- 2.- España corre el riesgo de perder el tren del biometano.
- 3.- «Parece que los mineros somos unos terroristas del medio ambiente».
- 4.- El Periódico de la Energía organiza el I Foro de Almacenamiento Energético.
- 5.- El futuro energético de León pasa por el almacenamiento de hidrógeno y de CO2.
- 6.- Las baterías de IBC Solar se postulan como una solución para los problemas de almacenamiento en España.
- 7.- Real Decreto 817/2023, de 8 de noviembre, que establece un entorno controlado de pruebas para el ensayo del cumplimiento de la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establecen normas armonizadas en materia de inteligencia artificial.
- 8.- La IA creará 500 millones de nuevos empleos en los próximos diez años
- 9.- Nueva generación de aerogeneradores y repotenciaciones para una economía circular.
- 10.- La Comunidad de Madrid aprueba el proyecto de Ley de Economía Circular que entrará en vigor en 2024.

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

**SIE SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO**  
**SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS**

**SIE**mpre adelante