

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.- Endesa despliega 50 equipos especializados para crear un gemelo digital de su red de distribución.

energetica21.com, 3 de agosto de 2023.

Una réplica exacta de la red eléctrica recreada en el ordenador combinada con información en tiempo real de las condiciones físicas en las que opera obtenida mediante sensores.

Ese es el gemelo digital que **Endesa** está desplegando y con el que se abren nuevas posibilidades para gestionar la red de distribución del futuro: desde realizar simulaciones en todas las condiciones posibles, a aplicar un mantenimiento preventivo, interactuar con el personal de campo de forma más eficiente o controlar en tiempo real el funcionamiento de los distintos componentes de la red que lleva la electricidad a hogares y empresas.



E-distribución, la filial de redes de Endesa, ha desplegado 50 equipos en Cataluña, Andalucía, Aragón, Canarias, Baleares y Extremadura, las zonas en las que gestiona la red de distribución, para completar el proyecto Network Digital Twin (Gemelo Digital de la Red) que va a permitir digitalizar 144.000 centros de distribución, 90.000 kilómetros de líneas aéreas del alta y media tensión y 1.311 subestaciones en tres años gracias a una inversión de 40 millones de euros.

Este año está previsto **completar la digitalización de cerca de un tercio de los componentes que integrarán el gemelo digital de la filial de redes de Endesa**, que el año pasado distribuyó el 43% de toda la electricidad que llegó a los consumidores finales en España. Sólo en 2023 se invertirán 14,2 millones de euros en este proyecto, que supone un paso más en el diseño de las redes del futuro.

Para Endesa, que cuenta con una red de líneas con una extensión equivalente a dar ocho veces la vuelta a la tierra repartidas por un área de más de 195.000 km², contar con una réplica virtual que facilite el mantenimiento preventivo, la operación en remoto y el inventario de los miles de elementos que componen la red supone un avance fundamental.

Y las ventajas se traducen también en mejoras para los consumidores. Un gemelo digital que permita detectar donde se puede producir un fallo en la red para prevenirlo o simular la manera más eficiente de recuperar el suministro ante un evento meteorológico extremo **ayuda a reducir los tiempos de reposición y mejorar la calidad del servicio que recibe el cliente**. Una red más eficiente favorece el proceso de transición energética, la integración de renovables o el desarrollo de la movilidad eléctrica. La posibilidad de trabajar a distancia reduce también los tiempos de planificación en las tareas de mantenimiento y mejora de la red y tiene además una ventaja adicional: al evitar muchos de los desplazamientos de los trabajadores a las instalaciones se reduce la huella de carbono.

Los **contadores inteligentes** fueron el primer paso en el proceso de digitalización de la red, y día a día se van sumando nuevos elementos como los telemandos, que permiten realizar maniobras de recuperación del suministro en remoto o los sensores, que nos dan información en tiempo real del estado de las infraestructuras eléctricas. El gemelo digital supone un paso más en este proceso que está transformado las redes de distribución.

Cámaras, helicópteros y redes IoT

Para crear este gemelo digital, las líneas aéreas de alta y media tensión se digitalizan desde helicópteros y desde tierra se hace lo mismo con máquinas más complejas como los transformadores de potencia. Estos componentes se representan virtualmente y se conectan con sensores. La información se transmite mediante redes de datos IoT de forma que se puede simular y operar en remoto el modelo digital como si se trabajara con los activos reales, estudiar comportamientos futuros, planificar trabajos y mejorar la resiliencia de la red sin impacto en los clientes.

La digitalización de los distintos componentes de la red permite a los trabajadores consultar de forma remota la nube de puntos de cada una de las digitalizaciones, en las que se pueden realizar mediciones milimétricas y visualizar fotos 360°, facilitando cualquier trabajo sin estar presencialmente en la instalación. Además, las fotografías de detalle de las placas de características de los elementos inventariados, así como las etiquetas con su código de barras ayudan a identificar cada componente durante toda su vida, independientemente de si se mueve de ubicación, lo que supone una gran ayuda en la gestión del inventario.

El desarrollo de la red de distribución, la facilitadora de la transición energética, ya que va a permitir integrar un porcentaje creciente de generación renovable, la movilidad eléctrica o el autoconsumo, es una prioridad en la estrategia de Endesa.

2.- Iberdrola Estados Unidos repite en el índice FTSE4Good por sexto año consecutivo.

iberdrola.com, 3 de agosto de 2023.

- **Avangrid, la filial cotizada de Iberdrola en Estados Unidos, destaca frente a sus comparables en el país en áreas medioambientales como el cambio climático y la contaminación.**



El mercado vuelve a reconocer los potentes criterios medioambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG, por sus siglas) de Avangrid, la filial estadounidense de Iberdrola. Este es el sexto año en que la compañía, que cotiza en la Bolsa de Nueva York, es elegida para formar parte del **índice FTSE4Good**. Este selectivo está diseñado para medir el rendimiento de las empresas que demuestran **sólidas prácticas ESG**. Avangrid se sitúa en los primeros puestos del ranking frente a sus comparables que proporcionan servicios públicos que son evaluadas por el creador del índice, FTSE Russell.

Los índices FTSE4Good son utilizados por una gran variedad de participantes en el mercado para crear y calificar fondos de inversión responsables y otros productos financieros. Las evaluaciones del FTSE Russell, el creador del índice, se basan en el **rendimiento en áreas como el gobierno corporativo, la salud, la seguridad, la lucha contra la corrupción y el cambio climático**. Así, las empresas incluidas en la serie de índices FTSE4Good cumplen una serie de criterios medioambientales, sociales y de gobernanza.

“Nuestro trabajo se basa en el compromiso de tomar medidas para abordar el cambio climático, centrarnos en nuestras comunidades, empleados y clientes y mantenernos con los más altos estándares éticos”, asegura Pedro Azagra, CEO de Avangrid. “Durante más de dos décadas, el grupo Iberdrola ha estado liderando la transición hacia la energía limpia y, como miembro del grupo, Avangrid es clave para algunos de los objetivos climáticos más importantes de Iberdrola, como la neutralidad de carbono. Es un orgullo obtener una calificación significativamente más alta que nuestros comparables estadounidenses y globales en la acción contra el cambio climático. Esto demuestra que estamos progresando en la construcción de un futuro de energía limpia para todos”, añade.

En su evaluación más reciente, Avangrid se clasificó en el cuartil superior frente a sus comparables en el subsector del índice FTSE Russell’s Utilities en la calificación ESG y obtuvo la puntuación más alta por compromisos y acciones contra el cambio climático y la gobernanza, que incluye la evaluación de la gestión de riesgos, la gobernanza corporativa y la lucha contra el cambio climático. Además, en comparación con sus homólogas estadounidenses, Avangrid obtuvo una **calificación un 40% más alta en términos generales y un 90% superior en áreas ambientales como el cambio climático y la contaminación**.

La estrategia de acción climática de Avangrid sigue la del grupo Iberdrola, que lleva más de dos décadas liderando la **transición hacia las energías limpias y la lucha contra el cambio climático**, al tiempo que ofrece un modelo de negocio sostenible y competitivo que crea valor para la sociedad. Los compromisos de Avangrid incluyen el objetivo de lograr la neutralidad de carbono para las emisiones de los alcances 1 y 2 para 2030, que está alineado con los objetivos de emisiones de Iberdrola.

Además de estar incluida en la serie de índices FTSE4Good, Avangrid ha obtenido numerosos reconocimientos este año por sus esfuerzos ESG, entre los que se incluyen haber sido nombrada una de las **empresas más sostenibles del mundo por S&P Global** por tercera vez consecutiva, haber sido reconocida por **JUST Capital** como una de las mejores compañías de Estados Unidos y haber sido nombrada como una de las empresas más éticas del mundo por **Ethisphere** por quinto año seguido.

Te recomendamos

El sector energético dará trabajo a 43 millones de personas en 2030 a nivel global.

Poner la tecnología y los cuidados de los cuidados de los mayores, objetivo de Depencare.

El 45% de los jefes españoles prefiere que una IA tome las decisiones en su lugar.

3.- Venta de Enel Perú a Southern Power Grid; Indecopi sospecha concentración empresarial.

lexlatin.com, 4 de agosto de 2023.

La autoridad peruana antimonopolio inició la segunda fase de investigación de la transacción.

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual de Perú (Indecopi), informó el inicio de la segunda fase del proceso de evaluación en la compra de las energéticas Enel Distribución Perú y Enel X Perú por parte de China Southern Power Grid International Limited (CSGI HK). El pase a esta segunda fase obedece a que la autoridad encontró indicios que presumen una posible restricción a la competencia.

En abril pasado, la filial peruana del grupo energético italiano informó la firma de un **acuerdo de venta del 100 % de sus operaciones** a CSGI HK, por 2.900 millones de dólares. No obstante, el Indecopi inició un proceso de revisión por sospechar que la adquisición pondría a la compradora en condición de dominio que pudieran limitar la competencia.



Este 3 de agosto, Indecopi señaló que la investigación previa determinó que CSGI HK forma parte del mismo grupo económico de Luz del Sur, Tecsur, Empresa de Generación Huallaga, Inland Energy, Hydro Global Perú, y Grupo de Contratistas Internacionales.

Por esta amplia presencia de la empresa china en Perú, la autoridad identificó “potenciales efectos restrictivos a la competencia de carácter horizontal en el mercado de usuarios regulados”, así como “potenciales efectos restrictivos a la competencia de carácter vertical”, en varios segmentos de mercado que son enumerados en un **comunicado emitido** sobre el caso.

La decisión del organismo que vela por la competencia se basa en lo dispuesto en el **numeral 21.6 del artículo 21 de la Ley 31112 o Ley de Control Previo de Operaciones de Concentración Empresarial**, promulgada en junio de 2021 para promover la competencia efectiva y la eficiencia económica en Perú.

De acuerdo con lo estipulado en la ley, que ya cumple dos años, en esta segunda fase, las personas jurídicas con interés en la operación de concentración empresarial, podrán presentar información vinculada al caso y los mercados involucrados, a fin de ayudar al sustento de la investigación.

Cabe recordar que, con la venta a CSGI HK, Enel marca su retiro del mercado peruano, en el cual ha estado presente desde mediados de la década de los noventa, como parte de una reorganización de sus negocios a escala mundial.

Por su parte, la compradora afianza con esta adquisición la presencia de la energética estatal china en América Latina, consolidando al país asiático como uno de los principales socios comerciales e industriales de las naciones en la región.

4.- ¿Está España preparada para prescindir de la energía nuclear? Las renovables y las compañías son la clave.

larazon.es, 5 de agosto de 2023.

La aportación de las centrales nucleares al sistema eléctrico español en 2022 fue del 20,26% y supuso el 31,75% de la energía libre de dióxido de carbono (CO₂). Cada año solo se genera renovable equivalente a un reactor y medio de nuclear.

Después de que el Gobierno autorizara el pasado julio el desmantelamiento de la central nuclear de Santa María de Garoña (Burgos), el futuro de esta energía es cada vez más incierto a pesar de que empresas como Iberdrola verían con buenos ojos ampliar la vida de los reactores de ser económicamente viables. Con el Viejo Continente sumido en el debate entre los pronucleares, liderados por Francia, y los partidarios de las energías 100% renovables, como Alemania, los expertos consultados por Efe creen que la fecha de caducidad de estas centrales en España dependerá también de la voluntad de las compañías. El coste de producir un reactor nuclear es de entre 4.000 y 5.000 millones de euros, y para poder amortizar la inversión se necesitan en torno a 30 años, según la Sociedad Nuclear Española (SNE).

¿Está el país preparado?

Actualmente, la esfera política se divide entre quienes, como el PSOE y Sumar, apuestan por el desmantelamiento paulatino de este tipo de instalaciones, y los que, como el PP y Vox, inciden en alargar su vida útil y reabrir algunas. Su destino pende, en buena parte, de la revisión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec), cuyo texto, en fase de consulta pública, no adoptará su forma definitiva hasta junio de 2024. Por lo pronto, el borrador contempla un cese de explotación "ordenado y escalonado" del parque nuclear entre 2027 y 2035, que será compensado por la "importante penetración" de las renovables con el apoyo de los ciclos combinados, tecnología que utiliza gas para generar electricidad.

La aportación de las centrales nucleares al sistema eléctrico español en 2022 fue del 20,26%, y supuso el 31,75% de la energía libre de dióxido de carbono (CO₂), indica el informe anual del Foro Nuclear. Sin ir más lejos, en el acumulado de este 2023 la nuclear es la segunda tecnología con mayor peso en el "mix" energético, el 21,5% del total, sólo por detrás de la eólica, que representa el 23,7 %, a tenor de la estadística de Red Eléctrica. Se trata, por tanto, de una cantidad considerable todavía en un contexto de crisis energética e incertidumbre para los mercados del futuro.

La decisión de las energéticas

Las centrales nucleares podrían mantenerse más allá de la fecha prevista, pero sólo si las compañías quieren", explica a EFE Alfredo García, experto y divulgador. Las energéticas que explotan este tipo de instalaciones venden a un precio muy por debajo del mercado, siendo el sistema marginalista el que los sube, lo que provoca que no operen a pérdidas. "La energía nuclear no es barata, pero como tiene que estar siempre abierta ofertan al precio mínimo para asegurarse ventas" aclara Pedro Fresco, especialista en mercados energéticos. Tanto es así que desde 2019 venían operando a un precio medio de unos 45 euros el megavatio hora (MWh).

El Foro Nuclear pide que, para que las empresas puedan continuar operando en el futuro, se pague su electricidad a unos 60 euros/MWh, pero si se observan las predicciones del operador OMIP, ese precio será superior al del mercado a partir de 2027.



En paralelo, y en línea con los objetivos del Pniec, en España cada año se genera más renovable, equivalente a un reactor y medio de nuclear. Por tanto, añade Fresco, si en los próximos ocho años se cerraran las siete centrales que se encuentran en funcionamiento, esta energía podría ser sustituida por renovable. Una versión de la que difieren otros analistas, que advierten de que las renovables aún tienen un punto débil, su almacenamiento.

¿Nuclear o Renovables?

España se encuentra enfocada en el desmantelamiento antes de 2030 de cuatro reactores (los dos de Almaraz, Ascó I y Cofrentes) de los siete operativos, y apuesta abiertamente por las renovables. Para Fresco, en los próximos años el país probablemente se abastecerá, en su mayoría, de estas energías limpias, rebajando además los costes del sistema una vez se vayan amortizando las inversiones iniciales. Asimismo, cree que si el nivel de renovables sigue aumentando como muestran las previsiones, la energía nuclear podría generar un efecto tapón, ya que no se puede dejar de producir. Ello provocaría una situación "antieconómica" y un freno a la inversión en renovables.

Por el momento las propietarias de las centrales, concretamente Iberdrola, Naturgy, EDP y Endesa, dejan abierta la puerta a la nuclear, como se ha visto con la solicitud de renovación de la licencia de la central de Trillo, que expira el 17 de noviembre de 2024, por diez años más.

Eso sí, para que la apuesta se generalice habrá que ver si se alcanza la retribución adecuada a ojos del sector, como ha dejado entrever el presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, que estaría "más tranquilo" si existiesen unas centrales que, técnicamente, podrían seguir operando más allá de la fecha límite, aunque "habría que sentarse a hablar de la parte económica".

5.- Endesa tira los precios con su tarifa One Luz: sin permanencia y factura estable.

economiadigital.es, 6 de agosto de 2023.

La compañía eléctrica ofrece un descuento del 20% en el consumo de luz para los nuevos clientes.

Tras meses al alza, la inflación dio una tregua en junio, cuando se redujo hasta el **1,9%**. De esta manera, el porcentaje se situó por primera vez en muchos meses por debajo del 2%.

Sin embargo, el respiro que ha dado la subida de precios ha sido breve, puesto que en junio el **Índice de Precios de Consumo (IPC)** ha vuelto a escalar, hasta el **5,9%**.

En este contexto, son muchos los consumidores que ponen especial atención a su gasto, especialmente, el que tiene que ver con [los suministros de la vivienda](#).

Tarifa One

Endesa ofrece la Tarifa One, un producto completamente *online*, por lo que todas las gestiones se deben llevar a cabo desde el «**Área cliente**» dentro de la página web de la empresa.

Dado que no tiene permanencia, los usuarios que quieran cambiarse de tarifa o de compañía no tendrán que asumir **ninguna penalización**.

La tarifa es completamente online

Cabe destacar que la tarifa es válida para suministros con **tarifa de acceso 2.0 TD** y la pueden solicitar tanto los nuevos clientes como los que ya tienen algún servicio contratado con la empresa.

Una vez se completa el formulario de contratación a través de la página web, la compañía tramita la solicitud y **activa el servicio** en un periodo que puede alargarse hasta las tres semanas.



Cuál es el precio de la electricidad

Una de las principales características de la tarifa es que **el precio de la luz es estable**, es decir, que **el importe a desembolsar no está sometido a los vaivenes del mercado**. No obstante, se establecen dos precios, **uno punta y otro valle** para el término de potencia, según puntualiza la compañía.

El precio sin impuestos para potencias menores de 15 KW con un término de potencia Punta es de **36,383052 €/kW y año**, mientras que el Valle es de **12,342708 €/kW y año** y con el 20% de descuento se sitúa en **0,1328 €/kW y año**.

Además, **con el objetivo de premiar la eficiencia de los usuarios**, por **cada kWh ahorrado** la compañía descuenta otro en la factura de la electricidad.

Disfruta de un descuento del 20%

Con la contratación de la tarifa se obtiene un **20% de descuento** en el consumo de electricidad a lo largo de un año. Cuando pasa este periodo, los usuarios siguen disfrutando de un descuento, pero este se reduce **hasta el 10%**.

La promoción únicamente es válida **hasta el 31 de agosto** para nuevas contrataciones, puesto que las personas que ya son clientes solo podrán acceder al **10% de descuento**.

6.- Quiénes son los “reyes” de los valles de hidrógeno en España.

epe.es, 6 de agosto de 2023.

- **Repsol, Enagás y Cepsa lideran los ecosistemas empresariales que aspiran a producir 11 gigavatios para el 2030, equivalente al consumo anual de 14.000 hospitales.**
- **La inversión público-privada proyectada hasta 2030 asciende a 21.900 millones de euros.**



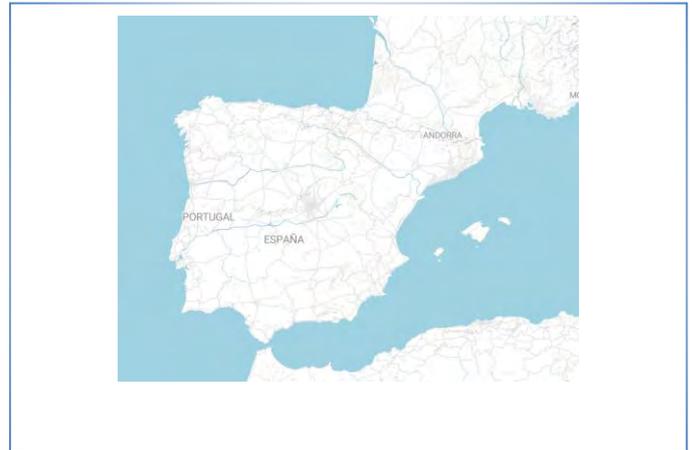
Si hace tres años la palabra **hidrógeno** era vista con escepticismo, ahora ninguna comunidad autónoma quiere quedarse sin su valle del hidrógeno, un ecosistema empresarial público-privado que facilitan la producción y el consumo de esta molécula tan demandada. Los **11 valles proyectados en España** están repartidos por Puertollano, Huelva, Soria, A Coruña y hasta Mallorca, y en conjunto, **la inversión de las iniciativas asciende a 21.900 millones de euros de cara al 2030**, según el censo de la Asociación Española del Hidrógeno (AEH2).

Todos ellos están dirigidos a descarbonizar la industria, la energía residencial y la movilidad, especialmente la aviación y el transporte marítimo mediante una producción de hidrógeno que podría suponer el 12% del mix energético en 2050, según los cálculos de la Agencia Internacional de la Energía Renovable. Los cálculos de la AEH2 estiman una creación de 227.000 nuevos puestos de trabajo hasta 2030 gracias al desarrollo de proyectos ligados al hidrógeno verde. Repsol, Cepsa y Enagás son los nombres más repetidos en la creación de estos ecosistemas empresariales y universitarios que pretenden generar, en total, entre 1 y 1,7 millones de toneladas de hidrógeno al año, una cantidad que permitirá abastecer a la demanda nacional y aportar el 10% del objetivo de consumo total para Europa.

Además de ser una recomendación de la Unión Europea, los valles de hidrógeno son las alianzas más demandadas por las empresas por sus ventajas. “Desarrollas muchos sectores del hidrógeno, y al aumentar el consumo y la producción, mejoran la economía del proyecto”, valora Javier Brey, presidente de la AEH2. Al ser una unión de instituciones públicas, de investigación y empresas privadas, los valles permiten **aumentar la producción estimada y abarcar una mayor zona geográfica**. De esta manera, es posible “acoplar la capacidad de producción a las necesidades de la industria circundante y de nueva creación, además de diversificar los usos del hidrógeno renovable”, explican desde Repsol. Solo así la iniciativa será lo más eficiente posible, tanto en costes de producción como de transformación y logísticos.

¿Dónde están los valles del hidrógeno en España?

Una clave de estos valles es la **apuesta de proyectos a gran escala para fomentar la economía local**. Por ejemplo, el Valle Andalúz del Hidrógeno Verde supondrá la generación de 10.000 puestos de trabajo y dinamizará la actividad económica de más de 400 pymes de la zona. “Potenciará la actividad industrial de la región facilitando el acceso a una energía asequible, accesible, segura y sostenible, próxima además a los centros de producción”, según apuntan desde Cepsa. Otros valles, como el establecido en Cartagena por Repsol y Enagás Renovable, generará alrededor de 1.100 empleos en las distintas fases de construcción y puesta en marcha.



De norte a sur

Puertollano, en Ciudad Real, se alza como el **punto más codiciado de España**. Acoge la sede del Centro Nacional del Hidrógeno y forma parte del H2Med, el conducto de hidrógeno verde que conectará España con Alemania, en su tramo desde Huelva hasta Barcelona. Iberdrola opera en esta ciudad la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa para abastecer a Fertiberia y producir 3.000 toneladas de hidrógeno al año. Compartirá espacio con otra infraestructura, impulsada por Repsol y RIC Energy, que tendrá una capacidad de 30 MW a partir de 2025 y podrá llegar hasta los 100 MW. Pero sin duda, el mayor empuje de este tipo de energía en Puertollano proviene del Clúster del Hidrógeno de Castilla La Mancha. El ecosistema empresarial está formado por 41 empresas que colaboran con universidades y centros tecnológicos de España y también de Países Bajos.

En el sur sobresale el **Valle Andalúz del Hidrógeno Verde**, impulsado por Cepsa con un presupuesto de 3.000 millones de euros para los dos polos, uno en Palos de la Frontera (Huelva) junto a Fertiberia y otro en San Roque (Campo de Gibraltar, Cádiz) con EDP. Las dos plantas estiman una capacidad total de 2 gigavatios (GW) y producirán 300.000 toneladas de hidrógeno verde al año para generar biocombustibles sostenibles para la aviación (SAF) y el transporte de mercancías tanto terrestre como marítimo.

En **Cataluña sobresale el H2ValleyCat**, liderado por Repsol, Enagás y la Universitat Rovira i Virgili junto a más de 260 actores públicos y privados, entre ellos el Puerto de Barcelona, Cepsa, FCC y Vueling. Este ecosistema conecta con el Valle del Hidrógeno de Aragón, la Agenda Navarra del Hidrógeno Verde y el Corredor Vasco del Hidrógeno (BHC2) mediante el Corredor del Hidrógeno del Ebro, dirigido por el consorcio SHYNE de Repsol junto a otras 22 empresas y 11 asociaciones.

Apuesta europea

Toda la Unión Europea está enfocada en impulsar la producción de hidrógeno para alcanzar la independencia energética, pero algunos países destacan por encima de otros y **España se codea con Países Bajos o Alemania en los primeros puestos**. El proyecto estrella de Países Bajos, NorthH2, está dirigido por un consorcio de cinco empresas, entre ellas Shell, que planea generar 4 GW de hidrógeno verde para 2030 utilizando energía eólica marina. En Alemania, un consorcio de 27 empresas, también con Shell entre ellas, y centros de investigación han planeado construir 10 GW de cara al 2035 bajo el nombre de AquaVentus. En este país se han seleccionado 62 iniciativas con una inversión total de 33.000 millones de euros, de los que 8.000 podrían proceder de fondos públicos.

La Unión Europea espera producir **10 millones de toneladas de hidrógeno verde de cara al 2030** e importar otros 10 millones de países extracomunitarios. Según un informe de McKinsey, la inversión estimada en proyectos de este tipo de energía en Europa asciende a 117.000 millones de euros, el 35% de la inversión global en hidrógeno. Por la parte española, la Hoja de Ruta del Hidrógeno estima una producción de 11 GW para 2030 con una inversión de 8.900 millones de euros entre las empresas y el sector público. “España podrá producir ya entre 1 y 1,7 millones de toneladas de hidrógeno al año, a los que se suman hasta 750.000 toneladas de Portugal, lo que permitirá garantizar la demanda nacional y exportar el excedente a Europa, principalmente a los mercados de mayor consumo como el alemán”, aseguran desde Enagás.

7.- Iberdrola fortalece su financiación y reduce sus vencimientos de deuda de 2023 a menos de 200 millones.

eleconomista.es, 6 de agosto de 2023.

Te recomendamos

El sector energético dará trabajo a 43 millones de personas en 2030 a nivel global.

Poner la tecnología y los cuidados de los cuidados de los mayores, objetivo de Depencare.

El 45% de los jefes españoles prefiere que una IA tome las decisiones en su lugar.



Iberdrola ha reducido sus vencimientos de deuda en 2023 a menos de 2.000 millones de euros, tras lograr 4.855 millones de euros de nueva financiación y ampliar la duración de 6.100 millones de euros en lo que va de año.

En concreto, la eléctrica presidida por Ignacio Sánchez Galán ha recibido el apoyo del mercado, al haber ejecutado **unas 30 operaciones** entre extensiones de préstamos y nuevas financiaciones en el periodo.

Así, en el primer trimestre del año, el grupo colocó **1.000 millones de euros en bonos híbridos**, 309 millones de euros en bonos bancarios, firmó 205 millones de euros en préstamos multilaterales y 115 millones de euros en préstamos de bancos de desarrollo y agencias de crédito a la exportación (ECA, por sus siglas en inglés), según la documentación remitida por la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Por su parte, en el segundo trimestre, emitió bonos sénior por 941 millones de euros -incluyendo los 850 millones de euros que colocó el 4 de julio- y acordó 242 millones de euros en préstamos bancarios, 1.152 millones de euros en préstamos multilaterales y 91 millones de euros en préstamos de bancos de desarrollo y agencias de crédito a la exportación.

A estas operaciones se suma el préstamo con Citi y blindado por la agencia de crédito a la exportación noruega Eksfin por 500 millones de euros, firmado el pasado 25 de julio. También firmó después del 30 de junio un préstamo bilateral de 300 millones de euros, según consta en los estados financieros intermedios consolidados depositados en el supervisor bursátil. Además, la eléctrica destacó que cuenta con "margen para financiación bancaria adicional y acceso a nuevos mercados".

23.347 millones vencen en 2028 o más adelante

De esta manera, tras la actividad en lo que va de año, Iberdrola había reducido a 1.965 millones de euros sus vencimientos de deuda para este año a cierre de junio, mientras que 23.347 millones de euros le vencen en 2028 o más adelante.

Además, el grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán dispone de una **fuerte posición de liquidez** por un total de 20.290 millones de euros que cubre sus necesidades financieras durante 21 meses en el caso base y 19 meses en el escenario de riesgo.

La compañía también mantiene la actividad en los mercados de pagarés a cierre del segundo trimestre, con un saldo vivo en el programa europeo de 2.948 millones de euros y de 1.869 millones de dólares (unos 1.707 millones de euros) en el estadounidense.

La empresa así destacó en la documentación remitida a la CNMV que "que los niveles de emisión continúan siendo competitivos, a pesar de la volatilidad derivada de las subidas de tipos por parte de los bancos centrales".

Mejora de ratios del año

Igualmente, Iberdrola incrementó la generación de flujo de caja operativo en el primer semestre un 21%, excluyendo la recuperación del canon hidroeléctrico en 2022, hasta los 5.731 millones de euros. Esto impulsó la mejora en las ratios financieras: la de generación de caja sobre deuda neta sube hasta el 24,9% desde el 24,7% de junio del año pasado.

A este respecto, aseguró en un documento enviado al supervisor bursátil que "se espera mejora adicional en ratios financieros para final de año a medida que se cobren las transacciones de rotación de activos".

8.- Naturgy reparte este lunes 485 millones entre sus accionistas por el primer dividendo a cuenta.

elconfidencialdigital.com, 7 de agosto de 2023.



Naturgy desembolsará este lunes un pago de 485 millones de euros entre sus accionistas por el abono de un dividendo a cuenta de 0,5 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2023, tal y como aprobó el consejo de administración del grupo energético este pasado mes de julio.

Este importe de 0,5 euros por título es un 66% superior a los 0,30 euros que la compañía pagó en 2022 a sus accionistas en el primer dividendo a cuenta.

El consejo de la energética también aprobó un nuevo compromiso de dividendo, para el periodo 2023-2025 de, al menos, 1,4 euros/acción, sujeto al mantenimiento del rating crediticio de S&P de 'BBB'.

Este nuevo suelo es consistente con el 'payout' promedio del 85% comprometido en anterior 'hoja de ruta' que presentó en julio 2021. En base a los precios actuales de la acción, esto supone una rentabilidad superior al 5% y compensa a los miles de accionistas de la compañía la subida de los costes por tipos de interés e inflación.

El dividendo se seguirá pagando en tres tramos, con un primer abono de 0,5 euros en el primer semestre - en este caso este 7 de agosto-, otro de 0,5 euros en el tercer trimestre y otro de 0,4 euros tras la junta general de accionistas.

Más de 400 millones para criteria, cvc, gip e ifm.

Naturgy cuenta como principales accionistas con Criteria, el holding de La Caixa, que es el primer accionista con el 26,7% del capital, seguido de los fondos CVC (20,7%), GIP (20,6%) e IFM (14,5%).

De esta manera, el brazo inversor de La Caixa percibirá casi 130 millones de euros en concepto de este primer dividendo a cuenta del año, mientras que CVC recibirá unos 100,4 millones de euros, GIP casi 100 millones de euros e IFM más de 70,3 millones de euros.

El aumento del dividendo del grupo en estos próximos años se complementará con un plan de inversiones que alcanzarán los 9.900 millones de euros en el periodo 2023-2025. El 61% de esta cifra se destinará al desarrollo de renovables y el 28% al negocio de redes.

Así, en los cinco años de vigencia del plan, el grupo presidido por Francisco Reynés prevé realizar inversiones por un volumen de 13.200 millones. Esta cifra es el doble de los 6.600 millones de euros con los que se retribuirá a los accionistas del grupo en el mismo periodo.

Las inversiones en generación renovable confirman el compromiso estratégico de Naturgy con alcanzar una solución equilibrada al trilema energético: contribuir a la descarbonización de la economía, asegurar la seguridad de suministro y mantener un precio asequible de la energía para todos los consumidores.

Según la actualización del plan estratégico 2021-2025 comunicada por el grupo este mes de julio, la capacidad de generación renovable de Naturgy supondrá un 50% del total del grupo en 2025 al alcanzar los 10 gigavatios (GW).

Te recomendamos

[El sector energético dará trabajo a 43 millones de personas en 2030 a nivel global.](#)

[Poner la tecnología y los cuidados de los mayores, objetivo de Depencare.](#)

[El 45% de los jefes españoles prefiere que una IA tome las decisiones en su lugar.](#)

9.- Enel desarrolla un robot para la limpieza sin agua de plantas fotovoltaicas.

pvmagazine.es, 7 de agosto de 2023.

Enel colabora con la empresa italiana Reiwa en el desarrollo de un robot para la limpieza sin agua de plantas fotovoltaicas. El innovador dispositivo cuenta con cepillos y puede desplazarse de forma autónoma por las filas de paneles, eliminando la necesidad de intervención humana.

Enel Green Power ha desarrollado un nuevo robot para la limpieza automatizada de paneles solares sin utilizar agua, en colaboración con la startup siciliana Reiwa.



El robot puede moverse en las filas de paneles de forma independiente y no requiere asistencia humana. También es capaz de recargarse mediante paneles solares y volver a su estación de acoplamiento al final de la jornada.

El sistema SandStorm está equipado con un sistema de cepillos que actúan como fuerza limpiadora.

“El enfoque normalmente adoptado consiste en limpiar las superficies con hidrolimpiadoras o tractores equipados con cepillos hidráulicos; ambos casos conllevan consumo de agua y emisiones de gases procedentes de los vehículos a motor utilizados”, afirma Enel Green Power. “Robusto y versátil, SandStorm se adapta -cuando es necesario- incluso a la alineación no homogénea de los seguidores de los paneles, consiguiendo moverse independientemente de una fila de paneles a la adyacente.”

Enel Green Power ya ha probado el sistema en su centro de investigación Innovation LabEGP de Passo Martino, cerca de Catania, y luego a escala industrial en una sección de 1 MW de una planta fotovoltaica que opera en Totana, España.

“En la actualidad, EGP está ampliando la aplicación de esta tecnología con un contrato inicial para la implantación de unos 150 robots en dos plantas fotovoltaicas españolas, Totana y Las Corchas, con una capacidad total de 135 MW”, declaró la empresa.

10.- Iberdrola Brasil firma su primer préstamo verde bilateral con el banco japonés MUFG por 28 millones de euros.

elconfidencialdigital.com, 7 de agosto de 2023.

Dicho importe se utilizará en proyectos alineados con los principios ESG para mejorar el suministro de energía.

Iberdrola, a través de su filial en Brasil, Neoenergía, y Mitsubishi UFJ Financial Group (MUFG) han firmado un acuerdo de financiación de 150 millones de reales brasileños (unos 28 millones de euros) para mejorar la red de distribución en el área de concesión de Neoenergía Brasilia, que atiende a alrededor de 1,1 millón de clientes en el Distrito Federal.

Este es el primer préstamo verde bilateral entre las dos organizaciones y cuenta con una duración de dos años y medio, según ha informado este lunes la compañía.

En concreto, los recursos se destinarán a proyectos alineados con los principios ESG (ambientales, sociales y de gobernanza, por sus siglas en inglés) para mejorar el suministro de energía.



El área de concesión de Neoenergía Brasilia asciende a 5.780 kilómetros cuadrados y cubre las 33 regiones administrativas que componen el Distrito Federal.

MUFG ha ido aumentando el volumen de financiación sostenible en Latinoamérica, y la alianza con clientes como Neoenergía es clave para este crecimiento, según destaca la firma.

Esta es la tercera financiación firmada entre Neoenergía y MUFG, después de dos acuerdos en alianza con la Agencia de Cooperación Internacional de Japón.

La primera operación, por 768,3 millones de reales (unos 143 millones de euros), se llevó a cabo en mayo de 2021, con el objetivo de ampliar la red de distribución de Neoenergía Coelba, concesionaria en el estado de Bahía que atiende a unos 6,5 millones de consumidores.

La segunda operación se firmó este año, por unos 703,4 millones de reales (131 millones de euros) para ampliar la distribución de energía en el área de concesión de Neoenergía Pernambuco, que da servicio a alrededor de cuatro millones de clientes.

"Estamos comprometidos con mantener la excelencia en el servicio para brindar energía sostenible, segura y confiable a nuestros clientes. Las inversiones serán destinadas a proyectos de ampliación y refuerzo de la red de distribución, mejorando la eficiencia y la calidad en el suministro de energía y el bienestar de la población del Distrito Federal", ha asegurado el director presidente de Neoenergía Brasilia, Frederico Candian.

"Esta operación es muy importante para nosotros. Cerramos el primer préstamo verde bilateral de MUFG con Neoenergía, profundizando la relación con un cliente relevante y ampliando nuestra cartera de negocios sostenibles. Trabajamos junto a Neoenergía para brindar la mejor solución financiera a las necesidades de su negocio y el mejor momento para llevar a cabo la operación. Estamos contentos con el resultado obtenido", ha asegurado, por su parte, Juliane Yung, Head of Corporate & Investment Banking de MUFG para Latinoamérica.

11.- Finalizamos nuestra primera subestación marina de Estados Unidos.

iberdrola.com, 7 de agosto de 2023.

- **La instalación recogerá la energía generada por 62 aerogeneradores y la llevará a la costa a través de dos cables de exportación que suministrarán energía a 400.000 hogares y empresas de Massachusetts**



Iberdrola, a través de Avangrid, su filial en Estados Unidos, ha finalizado la instalación de su **mayor subestación marina**. El centro dará servicio al parque eólico marino Vineyard Wind I, el primer parque eólico marino a gran escala de la compañía en Estados Unidos, actualmente en construcción en la **costa de Massachusetts**.

La instalación es un componente crítico para la viabilidad futura de Vineyard Wind. El parque, que generará **806 MW**, podrá entregar **energía limpia y renovable a más de 400.000 hogares y negocios** en Massachusetts desde el mar a la red eléctrica a través de dos cables de exportación.

Se trata de la primera subestación marina instalada por Iberdrola en Estados Unidos y la sexta dentro de su cartera global. Incluyendo sus dos componentes principales, la parte superior y la jacket, la instalación pesa **más de 5.000 toneladas**, lo que la convierte en la **mayor subestación marina instalada por la compañía en el mundo**.

"La energía eólica marina en Estados Unidos está un paso más cerca de convertirse en realidad", ha afirmado **Pedro Azagra, CEO de Avangrid**. "La dedicación, la experiencia y el espíritu colaborativo de nuestro equipo han hecho posible este logro y, al construir proyectos pioneros como Vineyard Wind I seguimos comprometidos a acelerar la transición energética para crear un futuro más limpio y sostenible en la Commonwealth de Massachusetts y en Estados Unidos".

Hasta el momento, Iberdrola ha instalado otras cinco subestaciones en sus parques eólicos marinos West of Duddon Sands (Reino Unido), Wikinger (Alemania), East Anglia One (Reino Unido), St. Brieuc (Francia) y Baltic Eagle (Alemania).

12.- La filial renovable de Endesa, Enel Green Power España, supera el teravatio hora de producción en Andalucía.

teleprensa.com, 7 de agosto de 2023.

La filial renovable de Endesa, Enel Green Power España, acaba de superar el primer teravatiohora (TWh) de producción de energía verde gracias a sus instalaciones renovables repartidas por toda Andalucía, siendo la primera vez que esta cifra se alcanza en los siete primeros meses del año, por lo que se estima que 2023 cierre con una producción renovable récord.



La filial renovable de Endesa, Enel Green Power España, acaba de superar el primer teravatiohora (TWh) de producción de energía verde gracias a sus instalaciones renovables repartidas por toda Andalucía, siendo la primera vez que esta cifra se alcanza en los siete primeros meses del año, por lo que se estima que 2023 cierre con una producción renovable récord.

Asimismo, las plantas renovables de la filial de Endesa han producido en los primeros siete meses del año 1.090 GWh (gigavatio hora) de energía renovable, equivalente al consumo de 300.000 hogares, es decir, el consumo energético de las ciudades de Jaén, Almería, Huelva y Granada a la vez en un año, según ha informado la compañía en un comunicado.

La filial renovable de Endesa cuenta en Andalucía con 71 instalaciones renovables, 48 de las cuales hidroeléctricas, 13 eólicas y diez fotovoltaicas.

De estas tecnologías la que más producción ha tenido ha sido la eólica con 400 GWh de producción renovable en los siete primeros meses del año, seguida de la solar con 383 GWh y la hidroeléctrica con 307 GWh. La tecnología que más ha aumentado su producción respecto al año pasado ha sido la solar que ha producido en estos siete meses un 34% más que el mismo periodo del año anterior.

Endesa sigue apostando por la tecnología renovable haciendo compatible el desarrollo de estas instalaciones con el entorno, promoviendo acciones de integración y convivencia entre sector primario e industrial y cumpliendo una labor fundamental de conservación del medio ambiente.

Es el caso de las plantas solares, que se han convertido en verdaderos oasis ecológicos permitiendo que fauna y flora reviva dentro de estas instalaciones renovables, o el de las plantas eólicas, que son no solo un espacio de tránsito de deportistas y ganaderos, sino que sus caminos de acceso sirven como cortafuegos naturales.

13.- Acciona Energía enciende las alarmas del negocio renovable por la caída de los precios eléctricos.

economiadigital.es, 7 de agosto de 2023.

La energética presidida por José Manuel Entrecanales acusa en su balance la caída de los precios eléctricos, y parece solo el principio de algo que preocupa a todo el sector.

La cifra de negocio de **Acciona Energía** ha caído un 20% en los primeros seis meses del año. De igual modo, su ebitda se hunde un 24%. La crisis energética que se ha vivido en los dos últimos años ha llegado, casi por completo, a su fin. Eso marca un nuevo camino para las eléctricas cuyo principal negocio es la generación y comercialización de luz.

La compañía dirigida por Rafael Mateo afronta un nuevo escenario. Así lo adelantó **ECONOMÍA DIGITAL** hace unas semanas, y así se ha reflejado en su balance financiero que ha presentado hace unos días. Durante el primer semestre de 2022 capturaba precios mayoristas a 169 €/MWh, unos precios que han caído hasta 112 €/MWh en el mercado español. Y eso pasa factura.



España representa el 63% del negocio de Acciona Energía. Algo que se refleja en la caída de negocio, que ha pasado a ser de 569 M€ (-31%). El gran problema, que se ve perfectamente con los números, es que la producción de energía en el mismo periodo ha sido similar -caída de apenas el 2%-. Por tanto, el precio que determina el mercado es el que lo marca todo.

La situación, que podría ser una coyuntura española, afecta a la mayoría de mercados. Así, en Estados Unidos cae el negocio un 8%, misma cantidad que en Chile. Es decir, se trata de un problema que afecta al entramado energético, y que tiene que ver con la implantación masiva de las energías renovables.

14.- Iberdrola facilitará la recarga eléctrica en el mayor nudo de tráfico de Levante.

cincodias.elpais.com, 7 de agosto de 2023.

Pone en servicio una subestación eléctrica en Cuenca que permitirá desplegar 120 electrolinerías de alta potencia.

La distribuidora eléctrica del grupo Iberdrola, **i-DE**, ha puesto en servicio la nueva subestación eléctrica de **ST Caparral** en el municipio conquense de Atalaya del Cañavate. Se trata de uno de los mayores nudos de tráfico de España: la encrucijada entre la autovía del Este a Valencia (A-3), la autovía de Alicante (A-31) y la autovía del Guadiana (A-43).

Según informa la energética que preside **Ignacio Sánchez Galán**, la instalación, en la que ha invertido 4,3 millones de euros, va a permitir el despliegue de una importante red de puntos de recarga de alta potencia para vehículos eléctricos, “además de contribuir al desarrollo económico y a la mejora de la garantía de suministro en las comarcas conquenses de La Mancha y Manchuela”.



En concreto, la nueva infraestructura contará con un transformador con una potencia de 20 megavoltioamperios (MVA), suficiente para atender simultáneamente 120 puntos de recarga de 150 kW (súper rápida) o 50 puntos de 350 kW (ultra rápida). Esta es la potencia mínima establecida para los puntos de recarga destinados a vehículos pesados, según el Reglamento de Infraestructura de Combustibles Alternativos, “lo que mejorará la garantía del servicio a los clientes de las poblaciones aledañas”, indica la empresa.

Además, añade, es susceptible de ampliación hasta con tres transformadores de 40 MVA, lo que supondría albergar hasta 120 MVA, capacidad que multiplicaría por seis el número de puntos recarga.

En esta misma localización, **Tesla** cuenta con una de sus electrolineras *Supercharger*. Puesta en marcha en 2018, fue actualizada este enero y ya cuenta con 10 conectores de hasta 150 kW. Por su parte, Iberdrola junto a **Beeplanet** inauguraron en 2021 el primer sistema de almacenamiento comercial a partir de baterías de segunda vida para alimentar puntos de recarga de vehículo eléctrico.

Este sistema de baterías cuenta con una potencia de 100 kW y una capacidad de 200kWh, lo que permite la recarga ininterrumpida durante dos horas a máxima potencia, “lo que ha permitido una solución óptima para esta ubicación al no contar hasta ahora con suficiente potencia de red”. Numerosas compañías han solicitado reforzar la red en esta zona para poder instalar electrolineras.

La construcción de la subestación conquense se encuadra en el plan de inversiones de i-DE para el fomento de la electrificación del **transporte por carretera** mediante el desarrollo y repotenciación de las redes eléctricas de distribución con el objetivo de hacer viable a corto, medio y largo plazo el despliegue de una importante red de puntos recarga de vehículos eléctricos de acceso público, asegurando la máxima eficiencia.

La instalación contribuye a cumplir con el Reglamento de Infraestructuras de Combustibles Alternativos, recientemente aprobado por la Comisión Europea, que obliga a los países miembros a instalar antes del año 2026 estaciones de recarga rápida para coches, furgonetas y vehículos eléctricos pesados cada 60 kilómetros en los principales corredores de transporte de la Unión Europea.

El plan estratégico de Iberdrola prevé una inversión en todo el mundo **47.000 millones de euros** en el periodo 2023-2025, de los que **27.000 millones de euros se destinarán a redes**, para alcanzar una base de activos de 56.000 millones.

La apuesta de la energética por el camión eléctrico

El pasado 10 de julio, Iberdrola y la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (AeDive) firmaron un acuerdo para la creación de la primera alianza para la electrificación de España que reúne a todos los sectores implicados en la electrificación del transporte pesado por carretera: fabricantes, infraestructura de recarga, operadores logísticos y clientes finales. Su objetivo es establecer una colaboración estratégica entre sus miembros y posicionar a la industria española como tractora en la electrificación, más específicamente, al transporte de mercancías por carretera.

La expectativa del sector es que para 2030 los camiones eléctricos alcancen una cuota de mercado del 50% en Europa. Si a finales de 2022 había 4.000 camiones eléctricos en Europa, las previsiones apuntan a que serán más de 80.000 en 2025, hasta alcanzar los 600.000 en 2030.

15.- Endesa acaba de superar el primer teravatio hora de producción de energía verde gracias a sus renovables en Extremadura.

ondacero.es, 8 de agosto de 2023.

La filial renovable de Endesa cuenta en Extremadura con 27 instalaciones renovables, 20 de las cuales fotovoltaicas y el resto hidroeléctricas.



Endesa acaba de superar el primer teravatio hora (TWh) de producción de energía verde gracias a sus instalaciones renovables repartidas por toda Extremadura, siendo la primera vez que esta cifra se alcanza en los siete primeros meses del año, por lo que se estima que 2023 cierre con una producción renovable récord.

Las plantas renovables de la filial renovable de Endesa, Enel Green Power España, han producido en los primeros siete meses del año 1.000 GWh (gigavatio hora) de energía renovable, equivalente al consumo energético de toda Extremadura en lo que llevamos de año.

La filial renovable de Endesa cuenta en Extremadura con 27 instalaciones renovables, 20 de las cuales fotovoltaicas y el resto hidroeléctricas.

De estas tecnologías la que más producción ha tenido ha sido la solar con 940 GWh de producción renovable en los siete primeros meses del año, un 39 por ciento más que el mismo periodo del año anterior.

16.- La incertidumbre regulatoria torpedea el plan de inversión de Red Eléctrica.

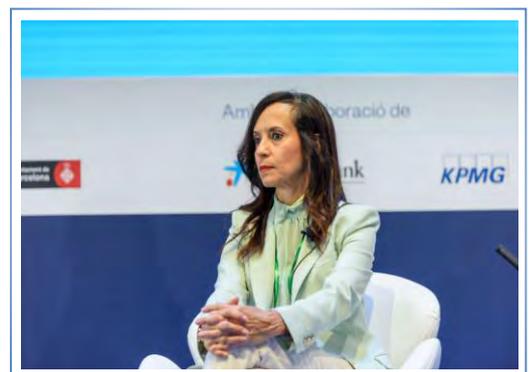
economiadigital.es, 8 de agosto de 2023.

El gestor del sistema eléctrico se encuentra a medio camino de dos fechas clave para el entramado energético español, y que afectan de manera directa a sus planes de inversión.

Grupo Redeia tiene un plan perfectamente trazado para Red Eléctrica. Dentro de su hoja de ruta hasta 2026 tiene claro el volumen de capex que debe ejecutar la compañía para adaptar sus redes al nuevo escenario eléctrico. Sin embargo, con toda seguridad tendrá que sumar una importante cantidad a la cifra prevista. Pero se tendrá que hacer con un horizonte lleno de incertidumbres.

Y es que, sin que tenga ninguna manera de evitarlo, Red Eléctrica está en una encrucijada bastante espinosa. Algo que afecta de manera directa a la cantidad que deberá invertir en su 'Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica: Período 2021-2026'. Una guía que estaba cerrada, pero que debido al impacto de las renovables deberá revisar. La clave es: ¿cuánto?

Cuando Red Eléctrica desarrolló esta guía de acción, se empezaba a trabajar en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que cada Estado miembro debe remitir a Bruselas, y que sirve como orientación para las políticas energéticas de cada país.



El problema es que dicho documento ha tenido una primera versión, y ahora se encuentra en fase de nueva revisión, y no habrá un texto definitivo hasta 2024. Es decir, falta un año entero para conocer cuáles serán las necesidades energéticas, más o menos, que deberá tener España en los próximos años.

Así, aunque Red Eléctrica trabaja con cierta planificación, la realidad es que no existe un marco real. Además, el último PNIEC ha recibido fuertes críticas por parte de las principales empresas españolas, algo que pone en tela de juicio, sobre todo a nivel de demanda, la consistencia de este plan.

Una situación que impacta de manera directa en la compañía presidida por **Beatriz Corredor** a la hora de poner en marcha su hoja de ruta.

El marco retributivo para Red Eléctrica

De igual manera, hay otra cuestión que pone sobre la mesa un manojito de incertidumbre para Red Eléctrica. Actualmente, la compañía -como empresa regulada- se encuentra dentro del marco retributivo asignado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) dentro del periodo 2020-25. **Unos ingresos que ya se vieron reducidos en la última revisión**, y que ahora preocupan dentro de la compañía.

No será hasta 2026 cuando conozca el nuevo marco retributivo para los siguientes años. Aunque en Red Eléctrica ya han querido lanzar los mensajes pertinentes. Recientemente, Corredor ha recordado que van «a tener que participar en cadenas de suministro muy tensionadas y aún sometidas a los efectos inflacionarios: **todo esto deberá traducirse en una evolución de los modelos retributivos** regulados para que recojan los costes derivados de estas actividades».

Este último mensaje tiene destinatario claro: la CNMC, el organismo encargado de fijar anualmente la remuneración que reciben los transportistas de electricidad y gas.

Y el problema de todo esto, más allá de la cantidad, que bajo ningún escenario se prevé que sea recortado, es que 2025 será el año de la gran conexión renovable. En estos momentos existen cientos de MW de potencia que están esperando los últimos permisos para empezar a construir. Y, de hecho, ese año es la fecha tope para su entrada en acción.

Por tanto, **Red Eléctrica se encuentra como condimento de un sandwich muy complejo**: hasta 2024 no habrá PNIEC definitivo; en 2025 llegará el aluvión de conexiones renovables a la red; pero hasta 2026 no se conocerá el nuevo marco retributivo y, por tanto, el grueso de los ingresos.

Optimismo en el gestor

Por lo que respecta a las sensaciones que tienen dentro del gestor técnico del sistema eléctrico, el CEO de Grupo Redeia, Roberto García, explicaba recientemente en un encuentro con analistas que **ya están en contacto con la CNMC para abordar, precisamente, ese binomio: entrada masiva de renovables y marco retributivo**.

Asumía que, formalmente, no habrá nada hasta 2025. Pero lanzaba un mensaje de tranquilidad, puesto que espera que la CNMC entienda cómo está la situación, la necesidad de capex que tendrá la compañía y, por tanto, cómo se verá eso reflejado en las nuevas circulares sobre la retribución por sus actividades reguladas.

17.- Y la tercera ¿será la vencida para las torres de Compostilla?

larazon.es, 8 de agosto de 2023.

Endesa registra los permisos necesarios para derribar dos de las torres de refrigeración pertenecientes a la antigua central térmica en Cubillos del Sil prevista para el 31 de agosto.

- **La central térmica de Anllares dice adiós a su corazón con la voladura de la caldera.**
- **Derriban el último símbolo de La Robla.**

La empresa eléctrica Endesa ha registrado los permisos necesarios para **derribar dos de las torres de refrigeración pertenecientes a la antigua central térmica Compostilla II**, en la localidad leonesa de Cubillos del Sil, en la comarca de El Bierzo.

Se trata de las únicas estructuras de este tipo que quedan en la provincia de León, después de la **voladura de las torres de la central de Anllares**, en Páramo del Sil, que ya está completamente desmantelada, y **las de la central de La Robla**, en proceso de desmantelamiento.



En principio, **Endesa ha fijado para el 31 de agosto** el derribo en el que será tercer intento, tras la paralización en los pasados meses de diciembre y enero.

Si bien, no se han producido debido a varios recursos que lo han impedido. **El primero de ellos el pasado mes de diciembre**, pero la **Plataforma Bierzo ¡Ya!** solicitó a la Junta de Castilla y León que incoara un expediente de bien de Interés Cultural para conservar esas estructuras que considera ejemplo de una historia única, puesto que Endesa nació desde ellas en 1965, cuando se abrió su primera térmica y lo hizo en la comarca de El Bierzo (León).

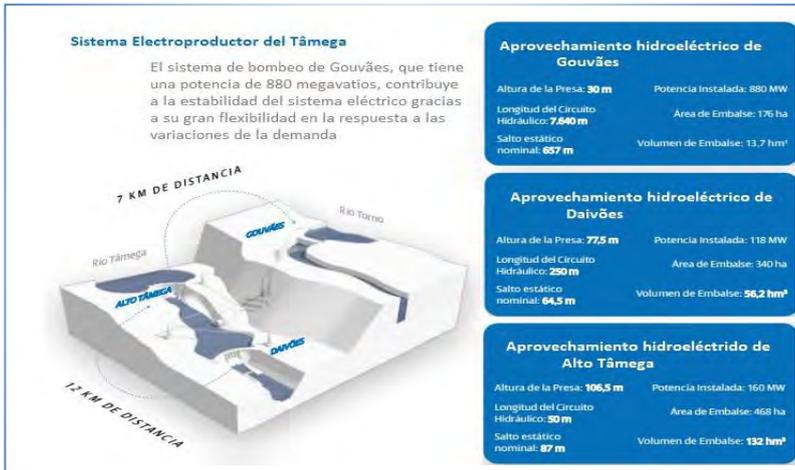
18.- Iberdrola comienza en el Tâmega su ruta hacia los 10.000 megavatios de bombeo.

energias-renovables.com, 9 de agosto de 2023

El titular puede parecer sensacionalista, pero no lo es. Esta es la historia que contamos el pasado mes de enero. Iberdrola está ultimando el que denomina Sistema Electroproductor del Tâmega, un formidable complejo energético, al norte de Oporto, formado por tres presas y tres centrales hidroeléctricas en el que lleva trabajando más de diez años y que está previsto esté completamente listo en 2024. Dos de las presas (Daivões y Alto Tâmega) están en el río Tâmega; la tercera (Gouvães), en el río Torno. Esta última se encuentra en una especie de terraza-altiplanicie natural adyacente, 650 metros por encima de las anteriores. La idea es bombear agua desde la presa de Daivões a la de Gouvães con energía eólica (cuando por ejemplo -un día festivo- no hay demanda suficiente como para que la red pueda "chupar" toda la electricidad que nos trae el viento) y dejarla caer desde allí para generar electricidad cuando sí haya demanda.

Ese es el principio -Tâmega- de la ruta hacia los 10.000 megavatios de bombeo que Iberdrola estima hay, potencialmente, en España. La compañía contempla el bombeo como un "proyecto país". Porque España es un territorio extraordinariamente rico en Sol y vientos, lo cual es buena noticia para la transición energética, pero tiene un cierto problema, y el problema es que ni el uno (el Sol) ni los otros (los vientos) pueden ser almacenados fácilmente. Porque las baterías son aún demasiado caras y/o pequeñas y el hidrógeno queda aun ciertamente lejos. Así que si una noche sopla "demasiado" el viento y resulta que la demanda es escasa (porque lo cierto es que de noche paran muchas fábricas y la demanda doméstica también se amansa), pues o buscamos un lugar donde "almacenar" ese viento o el operador de la red se ve obligado a mandar parar las máquinas para que no haya desequilibrios en el sistema y tengamos un disgusto. El problema no existía antaño cuando eran cuatro los aerogeneradores que había en la península, pero los tiempos avanzan que es una barbaridad y España cuenta ahora mismo con casi 30.000 megavatios de potencia eólica (más de 21.000 aerogeneradores batiendo el viento), 30.000 megas a los que Portugal añade otros 6.000 MW más.

Pues bien, la solución podría estar en el bombeo, que podría convertirse en el elemento acelerador clave de la transición energética. Iberdrola ya tiene experiencia sobre el particular. Hace diez años, en 2013, inauguró el complejo hidroeléctrico de Cortes-La Muela, en Cortes de Pallás (Valencia), con una potencia de turbinación de 1.762 MW y con 1.293 MW de bombeo. Una obra formidable que, diez años después, continúa siendo -presumen en la compañía- "el complejo de energía hidroeléctrica más grande de Europa". Desde entonces y hasta hoy Iberdrola ha estado enfrascada en los derredores del Alto Tâmega, donde la geología ha querido que suceda algo parecido a lo que pasa en Cortes de Pallás. Porque en el Alto Tâmega también hay un escalón natural que los ingenieros han sabido aprovechar para montar el segundo gran bombeo de la compañía en la península: el denominado Sistema Electroproductor del Tâmega: tres presas y tres centrales hidroeléctricas; dos de las presas (Daivões y Alto Tâmega) se encuentran en el río Tâmega (que es un afluente del Duero); la tercera (Gouvães), en el río Torno, todas ellas -todo el complejo- en el norte de Portugal, cerca de Oporto.



Las tres centrales sumarán una capacidad instalada de 1.158 MW (más potentes las aguas del Tâmega y el Torno que el más potente de los reactores nucleares de la península ibérica toda, Cofrentes, 1.092 MW). Los 1.158 megas hidro suponen un aumento del 6% de la potencia eléctrica total instalada en Portugal.

Iberdrola estima que el complejo será capaz de producir 1.766 gigavatios hora al año, electricidad suficiente como para atender la demanda de los municipios vecinos y de las ciudades de Braga y Guimarães (440.000 hogares).

Pero es sin duda su condición de almacén lo que distingue a esta infraestructura hidráulica de la inmensa mayoría. Porque el Sistema Electroproductor del Tâmega, además de generar electricidad, puede almacenarla. Su capacidad de almacenamiento es de 40 millones de kilovatios hora (cuarenta gigavatios hora), "el equivalente -apuntan desde Iberdrola- a la energía que consumen 11 millones de personas durante 24 horas en sus hogares". Según las estimaciones de la compañía, el sistema todo va a evitar la emisión de 1,2 millones de toneladas de CO2 anuales y/o la importación de más de 160.000 toneladas de petróleo cada año.

La historia, paso a paso

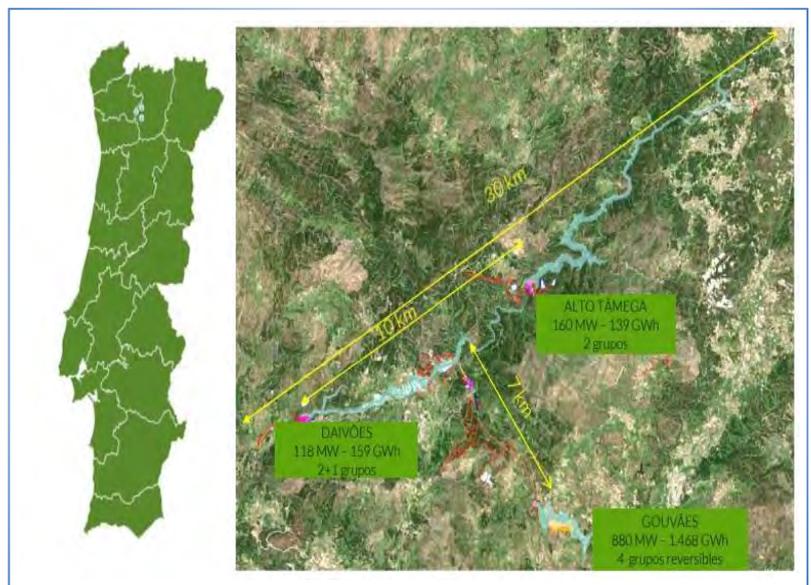
En marzo de 2021 concluyó el primer llenado del embalse de Daivões. Se trata de una presa de hormigón de tipo "arco de gravedad" de 77,5 metros de altura, en la que se han empleado 240.000 metros cúbicos de hormigón. El embalse tiene una superficie de 340 hectáreas y un volumen de 56,2 hectómetros cúbicos.

El proyecto Daivões no solo ha implicado el embalse. También ha conllevado más de 5 kilómetros de líneas eléctricas, más de 7 kilómetros de carreteras, la construcción de un puente de 200 metros de longitud y 35 metros de altura y la puesta en marcha de dos plantas de tratamiento de aguas residuales.

Daivões es el depósito inferior de la Central Hidroeléctrica de Bombeo de Gouvães, de 880 MW. Esta segunda central es reversible, es decir, que genera electricidad cuando deja caer el agua desde el embalse de arriba, aprovechando los más de 650 metros de diferencia de cota entre ambos, y bombea agua desde el embalse de abajo.

Iberdrola puso en marcha el primer grupo energético de la central hidroeléctrica de Daivões (una turbina de 220 MW de capacidad) en enero de 2022. Gouvães vino a continuación. El primer ministro luso, António Costa, y el presidente de la compañía eléctrica, José Ignacio Sánchez Galán, inauguraron la Gigabatería del Tâmega (los 880 megavatios de bombeo) en julio.

Ahora mismo, Daivões (central convencional) y Gouvães (central de bombeo) se encuentran ya en operación, mientras que la construcción de la presa y central hidroeléctrica de Alto Tâmega se prevé que se encuentre operativa en la primavera de 2024.



"Los trabajos de construcción [de la presa del Alto Tâmega] continúan -adelantan desde Iberdrola- de acuerdo con el programa previsto". La presa tendrá 104,5 metros de altura: su hormigonado concluyó el año pasado y está previsto el llenado del embalse a partir del otoño de este año, mientras que la entrada en funcionamiento de los dos grupos de la central, con una potencia instalada de 160 MW, se realizará en la primera mitad de 2024.

El proyecto tiene además recogidas, en su Declaración de Impacto Ambiental (DIA), diversas medidas de compensación de sistemas ecológicos, como la reforestación de más de 1.000 hectáreas, la plantación de 17.000 alcornoques o acciones para mejorar las poblaciones de fauna protegida existente en el entorno.

Más allá del agua

Pero aún hay más. Porque Iberdrola quiere ligar al Sistema Electroproductor del Tâmega dos parques eólicos, "que convertirán al complejo en una planta de generación híbrida". Los parques sumarán 300 MW, por lo que además -apuntan desde la eléctrica- este se va a convertir en uno de los mayores proyectos eólicos de Portugal.

La idea es -como apuntábamos al principio- no desperdiciar ni una brizna de viento. Si hay demanda, toda ella será atendida prioritariamente por los aerogeneradores que estén produciendo; si no la hay, esa electricidad eólica generada servirá para bombear agua del embalse de abajo al embalse de arriba.



La compañía, así, podrá gestionar la oferta y la demanda entre la hidroeléctrica y la eólica en función de la disponibilidad de ambos recursos, pero también de la dinámica de los precios del mercado, es decir, que podrá bombear agua arriba cuando la electricidad sea barata, y podrá soltar esa agua (y generar) cuando el precio del kilovatio hora sea más elevado.

El horizonte del bombeo

La Gigabatería del Tâmega aporta ya pues al sistema eléctrico portugués casi 900 MW de capacidad de bombeo, lo que supone un incremento superior al 30% respecto a los megavatios de bombeo de los que dispone a día de hoy el país.

Iberdrola es líder indiscutible en la península ibérica en almacenamiento de energía, con una potencia de 4.000 MW instalados mediante tecnología de bombeo, solución que considera "el métodoalmacenamiento de energía a gran escala más eficiente hoy en día (...) al presentar un rendimiento muy superior a las mejores baterías del mercado". Según Iberdrola, el bombeo no solo es "más rentable", sino que, además, "aporta estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema eléctrico, al generar gran cantidad de energía con un tiempo de respuesta muy rápido".

La compañía prevé alcanzar ya mismo los 90 millones de kilovatios hora (kWh) de capacidad de almacenamiento, lo que supondrá un aumento respecto a 2018 de casi un 30%: 20 millones de kWh más, "equivalentes a 400.000 baterías de coches eléctricos o a 1,4 millones de baterías para uso residencial".

Solución país

Por todo ello, Iberdrola considera el bombeo "una solución país para la transición energética". Según la compañía, el bombeo está llamado a desempeñar un papel fundamental en esta, "puesto que permite flexibilizar la producción de energía renovable, garantizar su integración eficiente en el sistema eléctrico y aportar firmeza a la producción renovable. Además -añaden desde la compañía-, el bombeo permite gestionar rampas de cargas y desvíos".

El Gobierno parece pensar lo mismo, al menos según su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, documento que establece los objetivos nacionales (en materia de energía y clima) que hemos de alcanzar en el horizonte 2030. Según este Plan, España debe sumar 3.500 MW nuevos de bombeos (de aquí a 2030) a los aproximadamente 5.000 megas que hay hoy instalados (unos 2.000 MW de bombeo mixto y 3.000 MW de bombeo puro, según los datos de Iberdrola).

Parece lógica esa ambición, pues el mismo Plan nacional plantea obtener en 2030 un 74% de la demanda eléctrica de fuentes renovables. Y parece lógico plantear que para gestionar mucha eólica y mucha solar son necesarios sistemas de almacenamiento (porque el Sol y el viento no siempre están a nuestra disposición cuando los necesitamos). Así, es preciso el apoyo de las tecnologías gestionables (el Sol y el viento no podemos encenderlos y apagarlos ipso facto a nuestro antojo, como sí podemos hacer con los ciclos combinados de gas natural o la termosolar) y es preciso el desarrollo del almacenamiento. Ambas soluciones resultan imprescindibles para asegurar el suministro.



El bombeo es una solución madura, pero existen nuevos desarrollos tecnológicos que mejoran la flexibilidad y la eficiencia de las plantas, aumentan la viabilidad de emplazamientos o reducen los costes.

Hay distintas opciones para construir una instalación de bombeo, bien construyendo nuevas instalaciones, creando un embalse superior en las inmediaciones de uno existente, enlazando embalses existentes o reconvirtiendo centrales ya existentes con turbinas reversibles de velocidad variable. Esta última opción tiene importantes ventajas ya que supone reducción en costes, tiempos de desarrollo y menor impacto ambiental.

Pues bien, Iberdrola asegura que en España hay potencial para construir 10.000 MW de bombeo "con coste inferior a 1.000 €/kW haciendo reversibles centrales de turbinado existentes (con un coste entre 150 y 500 €/kW) o conectando dos embalses existentes mediante grupos reversibles (con un coste entre 500 y 1.000 €/kW)". [Bajo estas líneas, la presa del Alto Tâmega, cuyas obras Iberdrola estima concluirán en 2024. La pared tiene más de 106 metros de altura, es decir, que es más alta que la Estatua de la Libertad, que se eleva -pedestal incluido- hasta 93 metros desde el suelo].

La compañía estima que La construcción de "los 10.000 MW de bombeo viables en España" supondría una inversión de 8.000 millones de euros y calcula la creación de 112.000 empleos/año (efecto directo) e "inversiones en renovables de 10.000 M€ y 140.000 empleos/año (efecto inducido)".

Más aún: el 85% de la inversión en bombeo -asegura la compañía- beneficiaría a empresas de construcción y a empresas de fabricación de bienes de equipo, con un elevado porcentaje de participación nacional y con empleo cualificado y habría un especial impacto en la España vaciada.

Las ventajas son numerosas. Pero las inversiones no son escasas y el retorno, quizá no lo suficientemente atractivo. Iberdrola así lo entiende: "los beneficios que aporta el bombeo al sistema no se reflejan en la rentabilidad de los proyectos, debido a la insuficiente retribución que reciben en un mercado como el actual, que sólo paga por la energía".

¿Y qué quiere pues la compañía?

Pues lo que quiere la compañía que preside José Ignacio Sánchez Galán es ir más allá del "producto" que ofrece el bombeo (el kilovatio hora) y hacer valer su condición de "servicio". El bombeo ofrece un servicio: almacenamiento. Y eso no lo ofrecen todas las tecnologías, ni todas las soluciones que en el mercado son.

"La solución para atraer inversión es habilitar un mercado de capacidad -apuntan desde la compañía-, como han hecho otros países europeos, donde todas las tecnologías puedan competir en función de la capacidad firme que ofrezcan, incluyendo el almacenamiento".

Iberdrola explica así cómo entiende los mecanismos de capacidad. Un mecanismo de capacidad -explican desde la eléctrica- es un "mecanismo retributivo adicional al mercado de energía cuyo fin es fomentar el almacenamiento de energía y aquellas centrales que permiten garantizar la seguridad de suministro". Tan sencillo como eso.

Iberdrola sostiene en ese sentido que los mecanismos de capacidad son un elemento imprescindible en un futuro con elevada penetración de renovables.

¿Y qué propone Iberdrola?

Pues la propuesta de la compañía es muy concreta: el mercado de capacidad debería incluir contratos de largo plazo para nuevas inversiones que habiliten la participación del bombeo (contratos de más de 25 años adjudicados con más de 5 años de antelación).

Y propone además la involucración de la Administración en la tramitación de estos proyectos, que deben ser tratados -según la compañía- como "proyectos de interés estratégico para lograr la transición energética". Involucración de la Administración porque el bombeo se enfrenta -advirten desde Iberdrola- a trabas como "largos plazos para conseguir las autorizaciones, insuficiente plazo de vigencia del permiso de acceso y conexión, inclusión en planificación obligatoria en algunos proyectos y problemas concesionales".

En fin: 10.000 megavatios, o la ruta del bombeo.

19.- Los autoconsumos colectivos gestionados en la red de distribución de Endesa se triplican en la mitad de año.

elconfidencialdigital.com, 9 de agosto de 2023.



Las redes de Endesa alcanzarán a finales de año los 270.000 suministros con autoconsumo activado

Los autoconsumos colectivos gestionados en la red de distribución de Endesa se triplicaron el primer semestre del año, pasando de 161 instalaciones colectivas al final del 2022 hasta las 488 a comienzos de julio, lo que supone un incremento del 200%, según ha explicado la compañía en un comunicado.

Desde la eléctrica han indicado también que, entre instalaciones colectivas e individuales, e-distribución ha gestionado ya la conexión de más de 200.000 autoconsumos en Andalucía, Extremadura, Cataluña, Aragón, Baleares y Canarias, que cuentan con una potencia conjunta instalada de 3 gigavatios (GW).

"Las instalaciones colectivas han sido las últimas en incorporarse al boom del autoconsumo en España y se espera que sigan aumentando de forma muy significativa en el futuro, aunque siguen siendo minoritarias", han informado desde Endesa.

Así, han apuntado que las cerca de 500 instalaciones colectivas activas en la red de Endesa proporcionan electricidad a un total de 2.436 clientes, tres veces más que al cierre del pasado año, pese a que, en la actualidad, la inmensa mayoría de los autoconsumos gestionados en la red de Endesa (198.240) son individuales.

CASI TODOS LOS AUTOCONSUMOS PRESENTAN EXCEDENTES

Casi el 99% de las 200.000 instalaciones de autoconsumo activas en la red de Endesa son autoconsumos con excedentes, que vierten la energía que les sobra a la red, frente al 1% restante de autoconsumos sin excedentes.

Por áreas, Andalucía y Cataluña concentran el 84% de los autoconsumos activos en la zona de gestión de e-distribución, con cerca de 90.400 y 78.000 autoconsumos activos, respectivamente.

Canarias roza los 10.000, el doble que a finales del pasado año, y Aragón se acerca a los 7.400, con un alza del 84% en el semestre. Mientras, la red de Endesa en Baleares contabiliza cerca de 11.670 autoconsumos activos, un 81% más que al cierre de 2022.

Por otro lado, entre el 1 de enero y comienzos de julio de este año, e-distribución ha conectado 85.000 autoconsumos en España, superando los 81.800 gestionados en todo el año anterior y casi 3,5 veces más que en 2021.

Desde la compañía han destacado que, al ritmo actual, las redes de Endesa alcanzarán a finales de año los 270.000 suministros con autoconsumo activado.

20.- Acciona Energía pierde más fuelle.

capitalmadrid.com, 9 de agosto de 2023.

La preocupación bursátil sobre Acciona Energía no deja de crecer. Tras protagonizar uno de los debuts más sonados de los últimos años con un precio de salida de 26,73 euros y una valoración de 8.800 euros su cotización llegó a rondar los 44 euros por acción hace apenas un año. Ahora, sin embargo, todo parece haber cambiado.

Desde entonces, la acción ha perdido casi un tercio de su precio. Solo en lo que va de ejercicio se desploma cerca de un 25 % y ya se mueve a poco más de su precio de salida al mercado. Un deterioro que los analistas no acaban de explicarse ni siquiera teniendo en cuenta los problemas generalizados para el sector de las energías renovables ante las tensiones en los precios del pool eléctrico.

De hecho, recuerdan que la evolución de Acciona Energía está siendo positiva tanto en producción de los activos como en cuanto a precios capturados, los cuáles a pesar de ser inferiores a los registrados en el primer trimestre del año pasado, se han visto favorecidos por la política de coberturas de la compañía, especialmente en España.

A pesar de que los futuros de electricidad se han moderado este inicio de año, la compañía mantiene su previsión de Ebitda para el conjunto del ejercicio mejorando en producción y resistente en precios. Eso sí, aunque la evolución es positiva, las incertidumbres respecto a los costes de financiación y una posible ralentización de la economía estarían pesando sobre el valor.

Eso a su vez, está generando diversidad de opiniones entre los analistas. Entre las últimas recomendaciones del pasado mes de junio contrasta, sobre todo, el precio objetivo de Barclays sobre los 38 euros por acción con los de Stifel Nicolaus que no ven la cotización de Acciona Energía más allá de los 30 euros por acción.

Entre medias hay un sinfín de recomendaciones, pero casi todas ellas todavía por debajo de sus niveles de principio de año. No obstante, su bajo PER de poco más de 11 veces y una rentabilidad por dividendo por encima del 2 % pueden suponer una buena opción para entrar a los precios actuales con vistas al largo plazo.

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

- 1.- España se mete en el mega parque solar de Marruecos.
- 2.- Beneficios de la IA para el sector energético.
- 3.- El Almacén Fotovoltaico, Crecimiento Explosivo del Ecommerce y las Energías Renovables.
- 4.- Aragón ofrecerá el 1 de septiembre una línea de ayudas para proyectos de economía circular de 4,2 millones de euros.
- 5.- Fuerte impulso a las tecnologías cuánticas.
- 4.- El truco para ahorrar gasolina que aplican miles de conductores y que les hace ganar mucho dinero.
- 5.- Desarrollan un nuevo dispositivo de cemento, carbón y agua capaz de almacenar energía a bajo coste.
- 6.- Computación cuántica o “la otra IA”. Estamos en un punto de inflexión.
- 7.- España, sede el turismo sostenible.
- 8.- Dossier electromovilidad: “El camino hacia la movilidad sostenible”.
- 9.- La Industria Española del reciclaje, preparada para cumplir los objetivos europeos de contenido reciclado de las nuevas baterías.

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

siempre adelante