

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.- Iberdrola dispara el dividendo un 12% y anticipa más subidas en los próximos años.

epe.es, 5 de enero de 2024.

La eléctrica eleva la retribución a cuenta al accionista apenas tres meses antes de desvelar los objetivos del nuevo plan estratégico del grupo.

Iberdrola dispara su dividendo tras un año de resultados disparados. La eléctrica ha anunciado una fuerte subida del 12,2% del dividendo a cuenta correspondiente al ejercicio 2023, hasta los 0,202 euros brutos por acción, que se pagará a finales de este mes de enero, y a la que se le sumará el dividendo complementario que debe aprobar la próxima junta general de accionistas, que se abonará previsiblemente en julio.



El presidente de Iberdrola, Ignacio Galán

La fuerte subida de la nueva retribución a cuenta llega apenas tres meses antes de que el grupo desvele su nuevo plan estratégico, el próximo 21 de marzo, lo que anticipa una más que previsible mejora de los dividendos para los próximos años, en línea con los resultados financieros crecientes y tras superar los objetivos de su última actualización de la hoja de ruta corporativa, que ya prometía un récord de beneficio, inversión y dividendo hasta 2025.

La compañía había anunciado el pasado octubre su intención de elevar un 11% el dividendo a cuenta hasta los 0,20 euros por acción, a pesar de haber alcanzado ya el suelo de retribución prometido a sus accionistas para 2025. Ahora la eléctrica anuncia una mejora aún mayor de la esperada.

Iberdrola prometió en la última actualización de su plan estratégico, desvelada en 2022, una mejora de los dividendos en línea con el aumento de las ganancias previsto para los próximos ejercicios. El grupo anticipó entonces mantener su política retributiva con un pay out de entre el 65 y el 75% (esto es, repartirá entre sus accionistas entre un 65 y un 75% del beneficio anual). Con esa guía, la eléctrica prevía alcanzar un dividendo de entre 0,55 y 0,58 euros por acción en 2025, con un suelo de 0,46 euros en 2023-24 y 0,50 euros en 2025.

Cómo y cuándo cobrar este dividendo

La eléctrica ofrece a sus accionistas tres opciones de cobro del dividendo a cuenta de 2023 en el marco de su programa de retribución flexible: cobrar en efectivo el importe correspondiente al dividendo a cuenta, vender sus derechos de asignación en el mercado u obtener nuevas acciones liberadas del grupo de forma gratuita. Iberdrola ha comunicado que realizará un aumento de capital por un máximo de 1.304 millones de euros para abordar esta nueva edición del sistema de retribución.

Las tres opciones son combinables, por lo que el accionista podría elegir una de las alternativas o combinarlas de acuerdo con sus preferencias. El sistema de retribución flexible de Iberdrola asigna por defecto la opción de recibir nuevas acciones, por lo que aquellos accionistas que prefieran recibir su retribución en efectivo deberán comunicarlo a su entidad bancaria entre el 9 y el 23 de enero. Los accionistas que opten por recibir nuevas acciones deberán tener 58 derechos de asignación gratuita para recibir un nuevo título de la sociedad.

El calendario de ejecución del dividendo contempla que este viernes la compañía comunicará el número de derechos de asignación gratuita necesarios para recibir una acción y el importe del dividendo a cuenta bruto

por acción. El próximo lunes, 8 de enero, será el último día en el que se negociarán las acciones con derecho a participar en el dividendo y el 9 de enero arrancará el periodo de elección y de negociación en bolsa de los derechos de asignación gratuita, que finalizará el 23 de enero. El 31 de enero se procederá a la entrega de las acciones o el pago del dividendo a cuenta y el 2 de febrero comenzarán a cotizar los nuevos títulos..

2.- Naturgy desbanca a Endesa como la segunda 'utility' del Ibex por beneficio.

eleconomista.es, 4 de enero de 2024.

Este año ganará más de 1.800 millones, según las estimaciones de los analistas. Está entre los 10 beneficios netos más altos de todo el Ibex 35.

Naturgy logró en 2023 -igual que el Ibex 35 en su conjunto- el beneficio más alto de su historia. Al menos, así lo espera el consenso de analistas que recoge FactSet, que pronostica para la compañía energética unas ganancias de 1.814 millones de euros. Esta cifra, de confirmarse, mejora en un 8,5% la de 2022, que ya fue histórica. Con este dato, Naturgy desplaza a Endesa como el segundo mayor beneficio de una utility española (por detrás de la intocable Iberdrola), en 2023, y también lo hará en 2024, según las mismas estimaciones. En los últimos siete años, a excepción de 2019, este segundo lugar venía siendo ocupado por la eléctrica que encabeza José Bogas.

El ritmo al que los analistas han ido revisando al alza sus estimaciones para Naturgy ha sido espectacular. En los últimos 12 meses, la previsión de ganancias para 2023 ha experimentado un subidón próximo al 19% (hasta los mencionados 1.814 millones, desde los 1.530 que se calculaban hace un año), y la correspondiente a 2024 ha subido más de un 16%, hasta rozar los 1.700. Ya el pasado octubre la compañía advirtió a la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores) que lograría un ebitda (resultado bruto de explotación) mejor de lo previsto, de 5.400 millones en 2023 (el consenso de analistas que aglutina FactSet se cree esa cifra).



Francisco Reynés, presidente de Naturgy, en el VIII Foro de

Estas mejoras tienen mucho que ver con los precios del gas. Dentro del grupo de utilities del Ibex 35 (Iberdrola, Endesa, Enagás, Redeia y Naturgy), Naturgy es una compañía particular, por el elevado peso que tiene el gas en su negocio. La antigua Gas Natural Fenosa comercializa este combustible fósil (y cuenta con gas natural licuado, esto es, gas natural que ha sido procesado a su forma líquida para reducir su volumen y transportarlo más fácilmente), además de otros negocios que dependen en gran medida de él. "A Naturgy, el entorno del gas le ha favorecido mucho", explica Ángel Pérez, de Renta 4, que añade: "En 2022 a la compañía le fue muy bien porque sus precios estaban altos, lo que le permitió renegociar contratos de comercialización que tenía". Esos nuevos acuerdos, que suelen cerrarse a medio plazo, generalmente a 3-5 años, han permitido al grupo estar cubierto de las bajadas de precio que sufrió este combustible en 2023, señala el analista.

A esto se suma el efecto de los extraordinarios, advierte Pérez, ya que la compañía ha ido cerrando posiciones que no le favorecían. Recientemente ha puesto en marcha la venta de su filial australiana, tal y como informó el medio nacional Australian Financial Review. Esa venta, que se espera que se lleve a cabo ya en este primer trimestre de 2024, tendría un valor próximo a los 2.400 millones de euros. Le puede interesar: Los analistas ponen en jaque el dividendo de Naturgy y Enagás.

No convence a los analistas

En un informe del pasado 20 de diciembre, los analistas de JP Morgan señalaban que Naturgy "ofrece una atractiva exposición a las utilities reguladas que se benefician de una fuerte generación de flujos de caja y

un pequeño potencial de crecimiento orgánico". Se referían a los "desafíos" que afrontará la compañía en lo que respecta a la comercialización de gas, "donde la compañía está sujeta a presiones competitivas a escala global, de modo que los márgenes pueden sufrir una mayor volatilidad". Recomendaban infraponderar.

Las recomendaciones de los analistas siguen siendo negativas para Naturgy, que recibe un vender por parte del consenso de mercado que recoge FactSet. La ven sobrevalorada en el mercado. En las dos primeras sesiones bursátiles de 2024 cede en torno a un 1%, tras subir un 11%, aproximadamente, en 2023.

En el dividendo reside el gran atractivo de Naturgy. La compañía ha fijado un suelo de 1,40 euros hasta 2025, y los analistas estiman que la rentabilidad de sus pagos con cargo a 2024 asciende al 5,1%.

Naturgy tiene en stand-by su proyecto Géminis (su escisión en dos compañías, una de negocios regulados y otra para los liberalizados), que está por ver si se lleva a cabo en 2024. Los analistas de JP Morgan también señalaban en su informe que, en un contexto en el que esa división sigue sin ser autorizada por el Gobierno español, GIP y CVC (fondos dueños cada uno de ellos de un 20% del capital de Naturgy) podrían decidir deshacer sus participaciones.

3.- Las energéticas se la juegan en 2024 con nuevas estrategias y cuentas pendientes.

lainformacion.com, 5 de enero de 2024.

Repsol e Iberdrola presentan pronto actualizaciones de sus planes estratégicos con importantes inversiones por delante, mientras Naturgy y Argelia aún tienen que pactar el precio del gas para tanto para 2023 como para 2024.

**El recorte a las eléctricas en la venta de luz les obliga a devolver 832 millones de euros
Los titulares de las centrales nucleares deben pagar 20.220 millones por el cierre.**

El sector energético deja atrás otro año convulso y no parece que 2024 vaya ser menos. El curso pasado Naturgy fue protagonista por varios motivos. Sonó un 'número dos' para el presidente de la compañía, Francisco Reynés, y presentó revisión de su plan estratégico a 2025 con menos inversiones y más retribución para el accionista, pero no cerró uno de sus frentes más importantes, la negociación del precio gas con Argelia.



Naturgy y Sonatrach cerraron en octubre de 2022 el acuerdo para la revisión del precio de su contrato de suministro de gas natural solo para ese año y todavía tiene pendiente 2023 y 2024. Fuentes cercanas a la compañía destacan la buena relación que mantiene con la empresa estatal argelina y aseguran que no hay mayor preocupación dentro de la gasista.

Según la empresa, la única razón por la que la revisión de precios se cerró solo para 2022 y no para tres años como estipulan sus contratos fue por la altísima volatilidad de los precios de los 'commodities'. Sin embargo, en el último año el precio del gas se ha estabilizado. Reynés se reunió a finales de octubre con el nuevo presidente y consejero delegado de Sonatrach, Rachid Hachichi, con el objetivo de continuar con las negociaciones sobre el precio del gas que la energética española compra a la firma estatal argelina, pero no cerraron el acuerdo.

Naturgy y Argelia mantienen contratos hasta 2032

Los contratos actualmente en vigor fueron firmados hace más de 20 años con vigencia hasta 2032 para un volumen anual del orden de 5 millones de metros cúbicos (bcm) y suponen compromisos firmes de volumen, tanto de suministro para la firma argelina, como de retirada obligada de gas para la gasista española vía cláusulas 'take or pay'.

El contrato entre ambas compañías es el más importante de entrada de gas argelino a España, un gas que Naturgy recibe a través del gasoducto Medgaz, del que son accionistas ambas empresas. Naturgy y Sonatrach tienen una estrecha relación comercial, industrial y financiera, ya que Sonatrach es también accionista de Naturgy con el 4,1% del capital. Jon Ganuza lidera las negociaciones como responsable del área de Aprovisionamientos y Mercados Mayoristas tras la salida voluntaria de Antoni Basolas, quien trabajó durante 18 años en el grupo. Sorprende el movimiento en plenas negociaciones con Argelia para la revisión del precio de su contrato de suministro de gas natural para 2023-2024.

La empresa que preside Francisco Reynés también protagonizará previsiblemente en 2024 una gran operación corporativa. Está estudiando la venta de su negocio en Australia, englobado en Global Power Generation (GPG), por un importe de unos 4.000 millones de dólares (2.430 millones de euros). Naturgy y KIA, socios en GPG con una participación del 75% y el 25%, respectivamente, habrían contratado a Morgan Stanley para explorar las opciones de venta, que se espera que se cierre en el primer trimestre.

Por su parte, Repsol también tiene cita con los inversores este ejercicio y actualizará su plan estratégico tras lograr con dos años de antelación la consecución de los objetivos fijados para 2025. La compañía llega al encuentro con sus inversiones congeladas en España a la espera de saber cómo se articulará el incentivo a las inversiones estratégicas anunciado por el Gobierno como medida para aliviar el impacto del impuesto energético, que se finalmente se ha prolongado durante otro año -acababa en 2023-. Según la propia compañía, la nueva hoja de ruta se focalizará en una estrategia que permita alcanzar las cero emisiones netas de la compañía en 2050, a la vez que mejora la posición de valor.

Aunque el consejero delegado de Repsol, Josu Jonz Imaz, se ha definido en varias ocasiones como uno de los CEO "más aburridos", la petrolera está llamada a ser protagonista dentro del sector. Dispone de músculo financiero y tiene mucho que hacer todavía para no quedarse atrás ante Iberdrola, Endesa y compañía en la lucha por las energías renovables. Por su parte, Iberdrola también celebra en 2024 su 'Capital Markets Day'. Lo hará el 21 de marzo en Londres y el evento tiene el gran atractivo de que ha liberado recientemente 11.000 millones de euros para invertir tras renunciar a la compra de PNM Resources a través de su filial estadounidense Avangrid, lo que le da una fuerte flexibilidad financiera.

En noviembre de 2022, la eléctrica presidida por Ignacio Sánchez Galán anunció un plan de inversiones récord de 47.000 millones de euros durante el periodo 2023-2025 basado en más redes eléctricas y en crecer de forma selectiva en renovables, aunque en dicha cantidad se incluía la operación truncada en Estados Unidos, su principal destino inversor para esos tres años, con el 47% de la cifra total, seguido de Reino Unido (16%) y España (13%). Además, la compañía llega al encuentro habiendo alcanzado ya los 7.500 millones de euros previstos en su plan de rotación de activos y alianzas para el final del periodo, lo que le ha permitido reforzar el balance y maximizar el acceso a nuevas oportunidades de crecimiento.

Endesa, entre las que gozará de un año más tranquilo

Iberdrola también está pendiente de cerrar definitivamente el acuerdo vinculante que firmó en junio del año pasado con Mexico Infrastructure Partners (MIP) por el que el fideicomiso adquirirá el 55% del beneficio bruto de explotación (Ebitda) de Iberdrola en el país azteca, incluyendo los contratos asociados y los más de 410 empleos relacionados. La española percibirá unos 6.000 millones de dólares (unos 5.580 millones de euros).

De su lado, parece que Endesa tendrá un año más tranquilo. La compañía ya actualizó en noviembre del curso pasado su hoja de ruta tras varios meses de especulaciones y posibles recortes en inversión bajo la nueva cúpula de su matriz Enel. Sin embargo, el grupo italiano dejó claro que será más selectivo a la hora de invertir en renovables y que centrará el tiro en el negocio de las redes de distribución, que goza de retribución regulada y donde, en su opinión, se dan unos marcos regulatorios "justos y estables".

De este modo, la compañía que dirige José Bogas tiene claro cuáles serán sus ejes estratégicos para 2024-2026: rentabilidad y la flexibilidad, con el modelo de socios externos y rotación de activos en marcha, a la hora de decidir el destino de las inversiones; eficiencia y efectividad de las operaciones, con mayor control de costes y maximizando la generación de caja; y sostenibilidad financiera y ambiental.

Bajo este contexto, ha decidido cancelar el proceso de venta de su cartera de clientes de comercialización de gas en España, que lanzó en 2022. al considerar que, a los actuales precios, no se puede "cristalizar su

valor"- . No obstante, está buscando la entrada de un socio estratégico con una participación minoritaria para una cartera de renovables de unos 2.000 MW de potencia. En concreto, se trata tanto proyectos en operación como en desarrollo, mayoritariamente fotovoltaicos, y la operación estaría valorada en unos 2.000 millones de euros. Según adelantó Cinco Días, Endesa ha contratado a Santander e Intesa San Paolo para la venta. El objetivo la cotizada es alcanzar los 13.900 MW de potencia al final del plan mediante una inversión de 4.300 millones de euros.

Enagás, plan estratégico y a la espera del laudo contra Perú

Enagás también prevé actualizar su plan estratégico en el primer semestre de 2024, una vez que tenga con mayor visibilidad sobre los avances en los proyectos del corredor H2Med -el gran corredor de hidrógeno verde en Europa que conectará la Península Ibérica con la ciudad francesa de Marsella- y la Red Troncal de Hidrógeno española. No obstante, otro asunto importante que atañe al operador gasista nacional es el arbitraje que mantiene contra el Estado Peruano por el proyecto del Gasoducto Sur Peruano (GSP).

La compañía esperaba el laudo a partir de septiembre y los asesores legales del grupo esperan un resultado positivo. El proyecto de gasoducto de más de 1.000 kilómetros fue paralizado en 2017 y Enagás se personó ante el Centro Internacional de Arreglos para la Disputa sobre Inversiones (Ciadi), el organismo de arbitraje del Banco Mundial. La previsión de Enagás son recuperar la mitad de la inversión (unos 200 millones de euros) en 2024 y el resto más allá de 2030.

4.- 2024 es el año de no retorno para la central nuclear de Almaraz... por la cabezonería y la demagogia 'verde' de Ribera.

hispanidad.com, 6 de enero de 2024.

El Gobierno insiste en el cierre nuclear, pese a que supondrá riesgo de apagones, luz más cara y más emisiones de CO2: aprueba el nuevo plan de residuos radiactivos que implica más almacenes temporales y mayores costes.



El tiempo ha empezado a correr en contra para el reactor Almaraz I, el primero que el Gobierno quiere cerrar.

2024 es el año de no retorno para el reactor I de la central nuclear de Almaraz... y todo por culpa de la cabezonería y la demagogia verde de Teresa Ribera. Insiste en cerrar la nuclear en España, repitiendo el mismo error de Alemania e imponiéndose la ideología a la razón, a pesar de que el apoyo a esta energía crece en todo el mundo, como ha quedado patente en la COP28 y en el Consejo Europeo.

El Gobierno insiste en el cierre nuclear, lo que supondrá riesgo de apagones, luz más cara y más emisiones de CO2. En el Consejo de Ministros del pasado 27 de diciembre, se aprobó el séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), que "está

en consonancia con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 y con el Protocolo de cese ordenado de explotación de las centrales nucleares firmado en marzo de 2019 entre Enresa y los propietarios" (o sea, Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP).

El séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) prevé unos costes futuros de 20.220 millones de euros que se sufragarán con el Fondo para la financiación de las actividades del PGRR, gestionado por Enresa y dotado con las aportaciones de los titulares de las instalaciones nucleares

La Sociedad Nuclear Española (SNE), la cual agrupa a los profesionales del sector nuclear en nuestro país, ha referido que dicho PGRR se aprobó "no exento de polémica", confirmando los planes de cierre nuclear

programado para 2027-2035 y que “la ‘broma’ nos va a salir cara”. Foro Nuclear, asociación que agrupa a la industria nuclear española, ha destacado la información oficial donde el Plan prevé unos costes futuros de 20.220 millones de euros que se sufragarán con el Fondo para la financiación de las actividades del PGRR, gestionado por Enresa y dotado con las aportaciones de los titulares de las instalaciones nucleares; esta cifra supera la que hasta ahora había aparecido en los borradores y el Fondo Enresa contaba con 7.272 millones al cierre de 2022. Por su parte, el Departamento de Ribera ha presumido de que se aplica el principio de ‘quien contamina paga’.

Esas aportaciones a Enresa son sólo una parte del elevado número de impuestos y tasas que paga la nuclear en España. “Pagamos por cada megavatio que producimos 8 euros para Enresa en gestión de residuos y desmantelamiento futuro, y unos 15-17 euros/MW de impuestos, de los cuales algunos son autonómicos y redundantes”, subrayó Ignacio Araluce, presidente de Foro Nuclear en su entrevista con Hispanidad. “En Francia las centrales pagan unos 4 euros/MWh en impuestos. Si a nosotros nos bajarán los impuestos, la energía nuclear sería más barata”, añadió.

- Y es que pagan tres tributos de ámbito estatal:
 - Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado
 - Impuesto sobre la producción de residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica (residuos de baja y media actividad)
 - Tasa Enresa
- Otros tres de ámbito autonómico que son las llamadas “ecotasas”:
 - Impuesto sobre instalaciones que inciden en el medio ambiente en Extremadura
 - Impuesto sobre actividades que inciden en el medio ambiente en Comunidad Valenciana
 - Impuesto sobre las instalaciones que inciden en el medio ambiente en Cataluña
- Y otros de ámbito local y otras tasas y tributos:
 - Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI)
 - Impuesto de Actividades Económicas (IAE)
 - Tasa por la prestación del servicio de la Guardia Civil
 - Tasa por servicios prestado por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)

Volvamos al séptimo PGRR. También incluye que siga operando el centro de almacenamiento de El Cabril para residuos de media, baja y muy baja intensidad; así como las ampliaciones de la capacidad de los Almacenes Temporales Individualizados (ATI) para el combustible gastado en las centrales; y la puesta en marcha de siete Almacenes Temporales Descentralizados (ATD) en los emplazamientos de las centrales para el combustible gastado y los residuos de alta actividad hasta su traslado al almacenamiento definitivo (esta será el Almacén Geológico Profundo - AGP-). Y es que el Gobierno ha dejado sin efecto la designación de Villar de Cañas para albergar un Almacén Temporal Centralizado (ATC). Además, se recoge el inicio del desmantelamiento de las centrales a los tres años de su cese de operación definitivo, excepto Vandellós I, cuya última fase se ejecutará a partir de 2030.



El centro de almacenamiento de El Cabril para residuos de media, baja y muy baja intensidad

Ribera insiste en el calendario de cierre de los siete reactores operativos entre 2027 y 2035, a pesar de que generan el 20% de la electricidad, sin emitir CO2, de forma estable y garantizando el suministro. Los primeros que dirán adiós serán los de Almaraz I y Almaraz II, en concreto en 2027 y 2028, aunque están preparados

para funcionar más tiempo! y son propiedad de Iberdrola (53%), Endesa (36%) y Naturgy (11%). Eso sí, el tiempo para evitar la despedida ha empezado a correr en su contra: el punto de no retorno para el de Almaraz I llega este año porque la parada se empieza a preparar unos tres años antes para que sea ordenada, como explicó Araluce hace unos meses. Una preparación que se hace a través de decisiones relacionadas con: la ampliación de licencia, el acopio de combustible, la renovación de plantilla (sobre todo licencias de supervisores y operadores) y las empresas contratistas y proveedoras de materiales preventivos.

Hace unas semanas, Alfredo García (más conocido en X como Operador Nuclear, que es ayudante de jefe de turno en la central nuclear de Ascó, tiene licencia de operador de reactor y supervisor, y también es ingeniero de Telecomunicaciones, licenciado en Comunicación Audiovisual, divulgador científico y escritor) explicó el tendencioso nuevo plan general de residuos radiactivos del Gobierno, con ocho almacenes en lugar de uno centralizado (el ATC), lo que dispara los costes, en el programa La Linterna, de COPE. Asimismo, refirió el suicidio energético que supone el cierre nuclear, como ya ha defendido en más de una ocasión y que le llevó a lanzar una campaña para salvar las nucleares españolas, porque su cierre elevará el precio de la luz, las emisiones y la dependencia energética; y también a adherirse al 'Manifiesto en defensa de las centrales nucleares como fuente de energía estratégica en España' de la SNE. Ahora García insiste en que cuando se produzca el cierre nuclear en España, "vamos a quemar más gas en unas condiciones deplorables, con riesgo de apagones, aumento del precio de la electricidad y aumento de las emisiones de CO2". Y por cierto, "el cierre nuclear anticipado asumido por los planes energéticos del Gobierno es económica y medioambientalmente costoso, además de poner en peligro la seguridad de suministro", añade un reciente estudio de la entidad autónoma e independiente para la protección del medio ambiente Oikos y de la consultora AFRY Management Consulting.

España se empeña en el error de decir adiós a la nuclear dentro de unos años, mientras el renacimiento nuclear crece en el mundo. Entre sus defensores se encuentra el multimillonario Bill Gates, que ha señalado que "la nuclear es la única fuente de energía libre de carbono que puede suministrar energía de manera confiable día y noche, durante todas las estaciones, casi en cualquier lugar del planeta, y que se ha demostrado que funciona a gran escala". El Gobierno Sánchez se empeña en no escuchar a los expertos ni tampoco a otros muchos que han pedido el alargamiento de la vida útil nuclear (más allá de los 40 años, cuando en EEUU se están dando licencias para más allá de los 80 años), como el Círculo de Empresarios, el pepero Alberto Núñez Feijóo y hasta el sindicato UGT. Además, han crecido los que no ven tan claro el adiós nuclear (Endesa, Iberdrola...). De hecho, en una reciente entrevista en Cinco Días, José Bogas, CEO de Endesa, ha recalcado que "las centrales están preparadas para funcionar durante muchos más años que los previstos en el plan de cierre", pero hay "un calendario pactado con el Gobierno", se trata de "una decisión de política energética, no técnica. El problema es que sin nucleares será difícil alcanzar los objetivos de descarbonización. La seguridad de suministro y la competitividad también juegan un papel fundamental".

5.- Iberdrola firma un préstamo verde de 300 millones con el Banco Mundial.

elperiodico.com, 8 de enero de 2024.

Los recursos son para proyectos renovables en países dependientes de los combustibles fósiles como Marruecos, Polonia y Vietnam.

Iberdrola refinancia 5.300 millones con 33 bancos en la mayor línea de crédito de su historia

Iberdrola cambia 200 aerogeneradores de cuatro parques eólicos y aumenta un 30% su producción

La Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés), el brazo inversor del Banco Mundial ha firmado un préstamo de 300 millones con Iberdrola para proyectos renovables en países dependientes de los combustibles fósiles, como el carbón, entre ellos, Marruecos, Polonia y Vietnam.

Del importe acordado, 170 millones ya tienen un destino comprometido: financiar proyectos de energía eólica terrestre en Polonia. Además, ambas instituciones continúan analizando opciones de colaboración

para apoyar el desarrollo de nuevos proyectos de energías limpias innovadoras en países emergentes, como generación eólica marina e hidrogeno verde.

El actual préstamo está sujeto al cumplimiento de dos objetivos medioambientales, sociales y de gobernanza (ESG, por sus siglas en inglés) estratégicos para el grupo. El primero es reducir las emisiones absolutas, directas e indirectas, de gases de efecto invernadero de la empresa en más de un 60% para 2030 respecto a la línea base de 2020, incluidos los alcances 1, 2 y 3, procedentes de las operaciones de la compañía, de los clientes y de las cadenas de suministro. El segundo objetivo es más que duplicar la capacidad instalada de Iberdrola para 2030, que a cierre del tercer trimestre de 2023 superaba los 41.000 megavatios (MW) limpios.

La operación se enmarca en la alianza firmada en mayo del año pasado para fomentar la transición energética en países emergentes. Entonces se formalizó un préstamo verde y vinculado a objetivos de sostenibilidad de 150 millones de dólares –unos 136 millones de euros– para financiar mejoras de digitalización y eficiencia energética en las redes de distribución eléctrica operadas por la filial brasileña de Iberdrola. Antes, en 2022, IFC ya había concedido a Neoenergía un préstamo por 115 millones de dólares.

José Sainz Armada, director de Finanzas, Control y Desarrollo Corporativo de Iberdrola, ha asegurado que este préstamo "permitirá que Iberdrola continúe contribuyendo a la transición energética, la descarbonización y la electrificación de países en desarrollo, todavía muy dependientes de los combustibles fósiles. Además, consolida a IFC como uno de nuestros grandes aliados en la financiación de proyectos renovables".

El organismo comprometió el año pasado un récord de 40.000 millones de euros destinados a empresas privadas e instituciones financieras de países en desarrollo. Iberdrola, por su parte, es líder en financiación verde. La primera eléctrica europea y la segunda del mundo por valor en bolsa firmó el pasado diciembre la mayor línea de crédito de su historia por 5.300 millones de euros con 33 bancos a precios similares a los de 2019 y con un coste vinculado al cumplimiento de una serie de objetivos ESG. La relación de IFC con Iberdrola se remonta a 1998 con la financiación a las filiales de Iberdrola en Bolivia.

6.- Las nucleares se rebelan contra el plan del Gobierno y defienden retrasar el apagón de las centrales.

epe.es, 8 de enero de 2024.

La patronal Foro Nuclear rechaza que las centrales carguen con el sobrecoste milmillonario del nuevo plan de residuos del Ejecutivo y avisa de que una subida de tasas impedirá su viabilidad económica.

Las nucleares se rebelan contra el nuevo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) aprobado por el Gobierno. Foro Nuclear, la patronal del sector, carga contra la nueva hoja de ruta marcada por el Ejecutivo para las próximas décadas para el cierre y desmantelamiento de las centrales nucleares, para la gestión de los residuos que dejan y para fijar el coste milmillonario de todo ello.

La versión definitiva del nuevo PGRR que salió del Consejo de Ministros el mes pasado confirma el cierre escalonado de todas las centrales nucleares españolas entre 2027 y 2035 hasta el apagón total; contempla la construcción de siete almacenes de residuos radiactivos en España, uno en cada una de las centrales, para guardarlos de manera temporal durante cinco décadas; y calcula una factura total con un sobrecoste de más de 3.700 millones de euros frente a versiones anteriores del programa.

Y las compañías del sector nuclear se quejan abiertamente contra todos estos aspectos. Foro Nuclear defiende abiertamente mantener en funcionamiento las centrales nucleares y retrasar los cierres previstos, aunque el calendario fue pactado por grandes eléctricas y el Gobierno en 2019; rechaza que el sobrecoste

millonario sea financiado por las propias compañías eléctricas a través de la tasa que pagan por la producción eléctrica de las centrales; y se queja de que el plan de siete cementerios nucleares impedirá reutilizar los terrenos de las centrales nucleares para otros usos industriales tras su cierre hasta dentro de medio siglo.

“Las soluciones adoptadas en el nuevo Plan suponen un coste muy superior al previsto inicialmente debido a la falta de consenso entre las diferentes instituciones involucradas y, por tanto, en ningún caso deberían imputarse dichos sobrecostes a las centrales nucleares”, critica Foro Nuclear en un comunicado. La patronal no precisa ahora una propuesta sobre cómo financiar ese sobrecoste, pero las compañías eléctricas han defendido durante la tramitación del nuevo PGR que esos importes adicionales se consideraran como costes del sistema eléctrico y, por tanto, cargarlos a la tarifa eléctrica que pagan todos los consumidores.



Central nuclear de Cofrentes, en Valencia

Durante los últimos años el Gobierno ha mantenido vivas dos alternativas sobre qué hacer con los residuos de alta radiactividad de las centrales durante el próximo medio siglo: transportarlos y guardarlos todos en un almacén temporal centralizado (ATC) durante unas décadas (que era la opción que se mantuvo durante años con la idea de localizarlo en Villar de Cañas, en Cuenca, ahora por completo descartada) o construir siete almacenes temporales descentralizados en el país (ATD).

La falta de consenso político y social, y dado que ninguna comunidad autónoma finalmente quería acoger un gran cementerio nuclear nacional, han empujado al Gobierno a la opción de los siete almacenes. Una vía que obligará a inversiones mucho mayores, con un sobrecoste de unos 3.720 millones de euros frente a las estimaciones de gasto total que manejaba el Ejecutivo el año pasado en caso de elegir la construcción de un solo almacén centralizado.

Según el nuevo cuadro actualizado de inversiones totales del séptimo PGR ahora aprobado, el coste de todo el programa de gestión de residuos radiactivos (desde 1985 hasta el año 2100) con la construcción de los siete almacenes ascenderá a casi 28.156 millones de euros. La última versión provisional del plan hecha pública el año pasado preveía que las inversiones de todo el plan sería 24.436 millones si se construía solo un ATC (3.720 millones menos) y de 26.560 millones con la opción de los siete ATD (1.595 millones de diferencia en poco más de un año por efecto de la inflación y por algunos costes revisados al alza). La nueva hoja de ruta augura que los costes que aún quedan por pagar hasta final de este siglo ascenderán a casi 20.220 millones de euros.

Subida de tasas

Bajo el precepto de ‘quién contamina paga’, esas inversiones deberán ser cubiertas con las tasas que pagan las centrales nucleares para financiar la gestión de sus residuos radiactivos y el desmantelamiento de las propias plantas. Y dado que se contempla un fuerte sobrecoste, el Gobierno aprobará próximamente una subida millonaria de esa prestación no tributaria que pagan las compañías eléctricas propietarias de las centrales: Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP.

Las centrales nucleares pagan actualmente a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) una prestación patrimonial no tributaria de 7,98 euros por cada megavatio hora (MWh) de electricidad que producen. En total, dependiendo del volumen final de electricidad anual, las compañías eléctricas propietarias de las centrales nucleares (Endesa e Iberdrola, principalmente, y con participaciones residuales también

Naturgy y EDP) están abonando en torno a 450 millones de euros anuales de media al fondo con el que se financia el plan de residuos radiactivos, que actualmente cuenta con unos 7.500 millones acumulados.

Los sobrecostes previstos en el futuro PGRR empuja a una subida de esa tasa del 25%, hasta cerca de 10 euros por MWh, según varias fuentes del sector nuclear, tal y como adelantó EL PERIÓDICO DE ESPAÑA. Un incremento que elevaría los pagos que realizan cada año las centrales nucleares hasta cerca de los 570 millones de euros, 120 millones más que los abonos actuales. El Ministerio para la Transición Ecológica, que será el encargado de aprobar esa subida de la tasa a las nucleares, no hace comentarios sobre la futura subida.

La patronal nuclear se queja de que los extracostes de este Plan suponen “un cambio sustancial” frente a las condiciones en las que se alcanzó el acuerdo para el calendario de cierre entre las propietarias de las centrales nucleares y la sociedad pública Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa). En ese protocolo se acordó aplicar una subida máxima del 20% de la tasa que pagan las compañías por la electricidad producida (hasta los 7,98 euros por MWh actuales). Desde Enresa se defiende que ese acuerdo no limita la potestad futura del Gobierno para fijar ahora nuevas subidas de la prestación patrimonial que pagan las centrales.

“Hay que recordar que las centrales nucleares están sometidas a una fiscalidad excesiva, en algunos casos redundante, así como discriminatoria y no homogénea y no comparable a la del resto de tecnologías y que penaliza enormemente el funcionamiento y la gestión de las mismas”, denuncia Foro Nuclear, “por lo que cualquier incremento adicional de tasas coprometería su viabilidad económica”.

Las compañías del sector nuclear han venido quejándose en los últimos años de sus problemas de rentabilidad por las cargas fiscales y de prestaciones patrimoniales que asumen las centrales, con un coste de unos 25 euros por MWh de electricidad producido. Entre sus reclamaciones habituales a las Administraciones figura una rebaja de sus obligaciones fiscales, y más recientemente también la aplicación de alguna fórmula que garantice una rentabilidad razonable a las plantas.

Retrasar el cierre

Las compañías nucleares subrayan ahora que mantener la operación del parque nuclear español y retrasar el cierre de las centrales “ayuda considerablemente a la financiación del propio Plan, ya que cuanto más tiempo funcionen las centrales nucleares más financiación estará disponible en el Fondo Enresa”. La patronal defiende aplazar las clausuras, pero sin precisar los plazos de alargamiento de la vida útil de los reactores.

Desde el sector nuclear se calcula que una ampliación del plazo de funcionamiento de dos años de cada una de las centrales nucleares serviría para evitar esa subida de las tasas, retrasando hasta 2037 el apagón nuclear total en el país, como adelantó este diario. Las estimaciones que manejan las compañías nucleares tienen en cuenta los pagos previstos por la producción eléctrica de cada año de las centrales (cuanto más tiempo funcionen las plantas, más electricidad se producirá y más se aportará al fondo que gestiona Enresa); la cuantía con que ya cuenta el fondo de Enresa que han ido alimentando durante años las centrales, actualmente unos 7.500 millones de euros; y el descuento del 1,5% de las necesidades de financiación por la evolución de tipos de interés y de la inflación y por la rentabilidad obtenida por invertir ese fondo millonario.

Con todas estas variables, el sobrecoste contemplado en el futuro plan general de residuos se cubriría si todas las centrales nucleares funcionaran dos años más o si algunas de las centrales prolongaran su vida por encima de ese bienio (cuantas menos centrales ampliaran su funcionamiento, más tiempo sería necesario prorrogarlo), según los cálculos del sector.

El Gobierno pactó en 2019 con las grandes eléctricas el cierre escalonado de todas las centrales nucleares entre 2027 y 2035. El protocolo firmado por Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y la sociedad pública Enresa contempla clausuras graduales de los siete reactores españoles y establece que Almaraz I cerrará en 2027, Almaraz II en 2028, Ascó I en 2030, Cofrentes en 2030, Ascó II en 2032, y Vandellós II y Trillo en 2035. Las compañías nucleares asumen que cambiar esas fechas requeriría pactar un nuevo protocolo para plantear un nuevo camino y nuevos plazos hacia el apagón nuclear.

7.- Iberdrola coloca una emisión de bonos híbridos de 700 millones al 4,871%, con una demanda de 3.400 millones.

elperiodicodelaenergia.com, 9 de enero de 2024.

La operación servirá para refinanciar los 700 millones emitidos en 2018.

Iberdrola ha reabierto el mercado de híbridos en Europa con una emisión de bonos por 700 millones de euros, con una demanda que ha alcanzado los 3.400 millones de euros, casi multiplicando por cinco la oferta, y que ha situado el cupón en el 4,871%.

El bono emitido es perpetuo, pero cuenta con una opción de recompra dentro de siete años y el cupón fijado le coloca como la operación de híbridos más competitiva de los últimos 12 meses, señaló la energética.

En la emisión han participado más de 200 inversores cualificados internacionales, principalmente europeos y de Reino Unido. Iberdrola subrayó que el volumen de demanda y las condiciones fijadas “vuelven a demostrar la gran confianza del mercado y de los inversores en la solidez y solvencia de los planes de negocio y crecimiento del grupo”.

En la colocación han participado ocho bancos internacionales de primer nivel: JP Morgan, Barclays, Crédit Agricole, BBVA, Natwest, Deutsche Bank, CaixaBank y Royal Bank of Canada, que han facilitado el acceso a los inversores.

En concreto, esta operación servirá para refinanciar los 700 millones emitidos en 2018, cuya recompra tendrá lugar próximamente, manteniendo de esta forma estable el volumen de híbridos de la compañía en un importe de 8.250 millones de euros. Los fondos obtenidos se utilizarán por tanto para refinanciar los mismos activos renovables que se financiaron con la operación realizada en 2018.

Primera emisión de Iberdrola en el Euromercado

Esta es la primera emisión de bonos híbridos en el Euromercado desde hace dos meses y el grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán ha aprovechado la mejora de niveles tanto de los tipos de interés como de los márgenes de crédito registrada desde finales del año pasado, lo que le ha permitido obtener unas condiciones financieras mejores que las existentes durante el segundo semestre de 2023, cuando el entorno de mercado fue mucho más volátil.

El grupo energético indicó que a ello han contribuido su flexibilidad para refinanciar esta operación, así como una adecuada lectura del mercado.

Los bonos híbridos computan como capital en un 50%, de acuerdo con la metodología de las principales agencias de rating, con lo que esta operación contribuye a mantener las calificaciones crediticias del grupo. La última emisión de este tipo de deuda por parte de Iberdrola databa de enero de 2023.



Sede de Iberdrola

A finales de diciembre, Iberdrola firmó su mayor línea de crédito de la historia por 5.300 millones de euros con 33 entidades bancarias internacionales. El coste de esta operación se situó en los niveles más competitivos para el grupo, con precios similares a los de 2019 y la operación fue sobresuscrita en más de un 40%.

Además, este mismo lunes amplió con el Banco Mundial su alianza con un préstamo verde de 300 millones para proyectos renovables en países dependientes de los combustibles fósiles, como el carbón, entre ellos, Marruecos, Polonia y Vietnam.

Iberdrola es el primer grupo privado mundial en emisión de bonos verdes, después de convertirse en 2014 en la primera empresa española en emitir un bono de estas características. En la actualidad, el grupo cuenta con más de 20.000 millones de euros de bonos verdes vivos.

Dentro del mercado bancario, en 2016, la compañía también suscribió el primer préstamo verde para una energética, por importe de 500 millones de euros

8.- Engie eleva su participación al 66% en el proyecto eólico Goya, de 192 MW, tras comprar un 51% a Mirova.

elperiodicodelaenergia.com, 9 de enero de 2024.

La energética cuenta con una capacidad renovable instalada de 1.700 MW en España.

Engie ha alcanzado una participación del 66% en el proyecto eólico Goya, de 192 megavatios (MW) y situado en Aragón, tras adquirir una participación del 51% a Mirova, filial de Natixis Investment Managers, informo la compañía, que no precisó el importe de la operación.

Con esta operación, Engie aumentó su participación del 15% al 66%, en el proyecto, que incluye siete parques eólicos en Aguilón, Azuara, Herrera de los Navarros y Fuendetodos (provincia de Zaragoza), en funcionamiento desde 2020.



Instalaciones eólicas de Engie.

El proyecto Goya es el primer proyecto renovable en España construido sin subvenciones y el primero en firmar un contrato de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) corporativo, establecido con Engie por un periodo de 13 años. En octubre del año pasado, el proyecto obtuvo con éxito la refinanciación de Natixis CIB.

La operación de Engie

La consejera delegada de Engie España, Loreto Ordóñez, destacó que con esta adquisición de la participación de Mirova, la energética “aumenta su ambición y compromiso de contribuir activamente a la construcción de un futuro con una energía que sea más limpia, sostenible y asequible para todos”.

Por su parte, el ‘head of Energy Transition Funds’ de Mirova, Raphael Lance, se mostró “contento” con una operación sobre un proyecto que “fue una transacción histórica para Mirova Eurofideme 3 por ser el primer proyecto desarrollado por Forestalia bajo el nuevo régimen de licitación español de 2016”.

Con esta operación, Engie continúa consolidando su posición en el mercado español de energías renovables, donde ya opera y gestiona una capacidad renovable instalada de 1.700 MW, de los cuales 1.500 MW son eólicos, 136 MW provienen de energía fotovoltaica y 65 MW de energía hidroeléctrica.

9.- Acciona Energía completa su primera planta híbrida eólica y solar.

interempresas.net, 9 de enero de 2024.

Acciona Energía ha completado su primera planta de generación renovable híbrida con la construcción de una planta fotovoltaica de 29,4 MW en el emplazamiento de su parque eólico Escepar (36 MW), en los términos municipales de Villalba del Rey y Tinajas (Cuenca).



Planta fotovoltaica en el emplazamiento de su parque eólico Escepar.

Formada por 54.208 módulos fotovoltaicos, la planta solar Escepar generará 48.170 MWh de electricidad limpia al año, cantidad equivalente al consumo de unos 13.800 hogares. Esta potencia se suma a los 57.500 MWh anuales que ya produce el parque eólico homónimo. En conjunto, las dos instalaciones que forman la hibridación generarán suficiente electricidad para abastecer a más de 30.000 hogares y evitarán la emisión de más de 46.000 toneladas de CO₂ al año, equivalente a plantar dos millones y medio de árboles, o a retirar de la circulación más de 17.750 coches.

La hibridación de Escepar ha generado hasta 130 empleos durante el pico de su construcción. Además, el proyecto se enmarca en el programa de Gestión del Impacto Social (GIS) que Acciona Energía implementa en todas sus instalaciones con el objetivo de generar un impacto positivo en las comunidades en las que opera mediante la reinversión de una parte de sus ingresos anuales en la zona.

En el caso concreto de Villalba del Rey, Acciona Energía está llevando a cabo un programa de revitalización de la Cooperativa Santos Sebastián e Isidro, uno de los principales motores económicos del municipio, y financiando diversas medidas para impulsar su rendimiento. Además, la compañía ha organizado diferentes actividades en la Asociación de Jubilados y Pensionistas de Tinajas y está financiando la mejora de sus instalaciones.

Escepar es la primera hibridación de la compañía, una fórmula según la cual dos o más tecnologías renovables utilizan el mismo punto de conexión, optimizando así el uso de la red. Al combinar tecnologías capaces de alternarse como son la eólica y la solar, se reduce la dependencia de las condiciones ambientales y se consigue una producción renovable más constante y estable. Además, al compartir infraestructuras, se evita la construcción de nuevas líneas eléctricas, subestaciones, instalaciones y caminos, reduciendo el impacto medioambiental que tendrían dos proyectos independientes.

10.- Naturgy inicia la construcción de su segunda gran instalación fotovoltaica en Estados Unidos.

energetica21.com, 10 de enero de 2024.

Naturgy continúa creciendo en EEUU con el inicio de la construcción del proyecto Grimes, su segunda gran instalación fotovoltaica en el país. Esta nueva planta de generación renovable, ubicada en el Estado de Texas, contará con una potencia de 210 MW capaz de generar electricidad libre de emisiones suficiente para abastecer a 140.000 hogares aproximadamente.



Este proyecto conllevará una inversión superior a los 285 millones de euros y tendrá un impacto significativo en la actividad económica de la zona con la creación de un promedio de 200 puestos de trabajo durante la ejecución de las obras, que alcanzarán picos de alrededor de 500 trabajadores en los momentos de mayor actividad. La instalación contará con 515.000 módulos fotovoltaicos repartidos en una superficie de 649 hectáreas. Su puesta en operación está prevista para el año 2025.

Grimes se suma a 7V Solar Ranch, el primer proyecto de energía renovable impulsado por Naturgy en Estados Unidos. Esta instalación ha iniciado

recientemente su actividad con el primer vertido de energía, convirtiéndose en la mayor instalación fotovoltaica activa del grupo en el mundo.

7V Solar Ranch cuenta con una potencia de 240 MW y una capacidad de generación anual de 560 GWh, equivalente al consumo de 160.000 hogares. La instalación está compuesta por más de 555.500 módulos repartidos en 800 hectáreas de terreno y ha llevado aparejada una inversión superior a los 380 millones de euros.

11.- Ribera insta a los inversores a consolidar el liderazgo español en renovables.

cincodias.elpais.com, 10 de enero de 2024.

Identifica el almacenamiento y las baterías como los elementos críticos para la transición energética

Los inversores que acudieron el miércoles a la primera sesión del Spain Investor's Day recibieron un mensaje de tranquilidad por parte de Teresa Ribera, vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, respecto a posibles cambios regulatorios en el mercado energético, que va a recibir una parte sustancial de los millonarios fondos que se destinarán en el futuro para acelerar la transición desde los combustibles fósiles a la energía verde. "España es una nación segura y con estabilidad regulatoria y lo va a seguir siendo. Somos un país atractivo para invertir en energía", subrayó Ribera, que puso en valor la última intervención en el mercado eléctrico para contener los precios de la electricidad. "Hemos intervenido el mercado asegurando la protección de los consumidores y creo que

los inversores y la sociedad tienen en cuenta esos factores. La intervención es adecuada cuando hay proyectos que no tienen base industrial detrás y que solo generan volatilidad”, aseguró la ministra para la Transición Ecológica, que se mostró convencida de que el Ejecutivo ha hecho lo adecuado. “En todo momento hemos querido ser justos y predecibles”, subrayó.



Teresa Ribera, ministra de Transición Ecológica y Reto Demográfico en el Spain Investors Day.

Ribera destacó que la transición ecológica es una gran oportunidad de inversión en España por las ventajas competitivas frente a otras naciones. “2023 fue el primer año en que la producción con renovables superó el 50% de la generación eléctrica y no será la última vez”, apuntó sobre el imparable crecimiento del peso de las renovables en el mix eléctrico. Asimismo hizo hincapié en que España cerró con los precios más bajos entre los grandes países europeos y recordó que en 2023 hubo un día (16 de mayo) en el que la producción renovable cubrió la totalidad de la demanda durante nueve horas seguidas. “Algo que también se va a repetir en el futuro”.

Entre los sectores que más fondos van a requerir para su implantación y crecimiento en España, la vicepresidenta tercera apuntó al almacenamiento y a las baterías ligadas a la automoción como los más relevantes. “2023 fue el año más cálido de la historia. Nadie puede pensar que eso no es relevante. “El cambio climático además de ser una amenaza para el futuro afecta ya a nuestras vidas y es necesario cambiar la manera en que producimos y consumimos energía. No estamos haciendo todo lo que debemos”, sentenció.

12.- Iberdrola invertirá 427 millones para producir amoníaco ‘verde’ a gran escala en Portugal.

elperiodicodelaenergia.com, 11 de enero de 2024.

La construcción del proyecto, sujeto a la aprobación, comenzará a mediados de 2025, y se espera que las operaciones comiencen en 2027

Iberdrola, mediante Iberdrola Renewables Portugal, ha anunciado un proyecto de inversión de casi 427 millones de euros para la producción a gran escala de amoníaco verde en Sines, Portugal.

Denominado “Green Ammonia Express Sines”, el proyecto tiene como objetivo establecer una planta industrial en la Zona Industrial y Logística de Sines (ZILS), administrada por Aicep Global Parques. Esta instalación permitirá la producción de amoníaco verde a gran escala a partir de hidrógeno verde.

La propuesta contempla la construcción de dos unidades principales: una dedicada a la producción de hidrógeno verde, que incluirá la desmineralización del agua bruta, y la otra para la síntesis de amoníaco verde, que implicará la separación del aire. La planta ocupará una superficie de aproximadamente 21 hectáreas y



Planta de Iberdrola de hidrógeno verde.

tendrá una capacidad para producir alrededor de 95.000 toneladas de amoníaco verde anualmente a partir de electrolizadores de 137 MW.

Según la información proporcionada por la empresa a la agencia portuguesa de noticias Lusa, la construcción del proyecto, sujeto a la aprobación, comenzará a mediados de 2025, y se espera que las operaciones comiencen en 2027. Además, se anticipa que la inversión, clasificada como Proyecto de Interés Nacional desde mayo de 2023, genere más de medio centenar de empleos.

Distribución

La ubicación estratégica de la unidad de producción en ZILS, cerca del Puerto de Sines, facilitará la distribución del amoníaco verde. El transporte se llevará a cabo a través de una tubería construida en la cinta transportadora de tuberías existente, mientras que los barcos se cargarán mediante un brazo de carga específico. La planta se abastecerá de electricidad a través de una línea conectada a la subestación REN de Sines.

El amoníaco verde licuado se transportará al Puerto de Sines y se exportará a través de la Terminal de Graneles Líquidos. Este producto se utilizará en la producción de fertilizantes agrícolas y otros productos químicos de valor añadido, reemplazando procesos que actualmente dependen de combustibles fósiles.

13.- Endesa ha creado “gemelos digitales” de sus centrales hidroeléctricas para monitorizarlas y diagnosticar problemas.

energynews.es, 8 de enero de 2024.

Aplicando inteligencia artificial, la compañía realiza visitas en 3D.

Endesa ha creado, con inteligencia artificial, “gemelos digitales” de sus centrales hidroeléctricas. Así puede realizar visitas virtuales en 3D y elaborar diagnósticos preventivos sobre el funcionamiento de estas instalaciones. La primera de las instalaciones en tener un piloto de gemelo digital fue la central hidroeléctrica de El Pintado (Sevilla). La compañía lo lanzó durante el pasado año.

Santiago Domínguez, responsable de Generación Hidroeléctrica de Endesa, ha explicado:

“Endesa tiene 153 centrales hidroeléctricas repartidas por toda la geografía española, su gestión es fundamental, pero su ubicación genera a veces dificultades, por lo que crear estos gemelos digitales ha sido crucial para mejorar su conocimiento y su funcionamiento.

Cuando la gente piensa en las centrales hidroeléctricas no se hace una idea de la dimensión de las mismas, su funcionamiento y la importancia que tienen para darnos suministro 100% renovable”.

Como decimos, el primer piloto de gemelo digital se lanzó en 2023 en la central hidroeléctrica de El Pintado (Sevilla). El encargado de desarrollarlo fue el equipo de Mantenimiento Predictivo Hydro Iberia de Endesa. Realizó un modelo similar al Street View pero en el interior de una central. Para ello, se instalaron cámaras 360° y cámaras líder con la última tecnología. Así, se logró obtener la profundidad necesaria para generar espacios 3D con calidad de imagen de alta resolución.

La aplicación de Endesa

La aplicación permite realizar una visita virtual a la instalación para visualizar todos los equipos instalados. Y tanto en la propia instalación como en la infraestructura de la planta.

- La utilidad de este modelo es muy amplia, incluyendo:
- Visita virtual con proveedores o personal interno;
- Visualización de equipos e instrumentación;
- Realización de mediciones sobre la instalación;
- Visualización del plano de una planta;
- Incluso, el modelo 3D de la central completa.

Además, este sistema permite vincular documentación a la propia imagen de los equipos y sistemas que componen la central hidráulica. Entre ellos, planos, fotografías, esquemas, manuales, bases de datos, archivos de configuración de los sensores para mantenimiento predictivo, etc. Así, consiguen acceder directamente a ella en caso de necesidad de consulta por el personal.

Tras el éxito obtenido en el piloto realizado en la central de El Pintado, Endesa ha extendido este modelo a otras 9 centrales:

- Tajo de la Encantada y Guillena (Andalucía);
- Eume y Moncabril (Galicia);
- Peñadrada (Castilla y León);
- Canelles, Sallente, Moralets y Serós (Cataluña).

Domínguez explica:

“Pero el gemelo digital no solo lo hemos desarrollado para tener esa visión 360 de las instalaciones, sino que hemos puesto en marcha un gemelo de diagnóstico que recibe más de 6.000 medidas analógicas en tiempo real, como temperatura, presión, velocidad, vibración, etc., y sobre las que estima valores del futuro. Esos modelos se ajustan tomando el comportamiento normal de los equipos y avisan cuando los valores recibidos en tiempo real no se ajustan a los valores estimados”.

Endesa tiene en la actualidad implantados modelos de gemelo digital de diagnóstico en las 38 mayores centrales hidroeléctricas. Cubren cerca del 70% de toda la potencia instalada. Se están monitorizando los equipos principales y más críticos para, al mismo tiempo, mostrarlos a los especialistas de Operación y Mantenimiento de manera telemática.

Toda la información recopilada se muestra en diferentes pantallas donde se representan los datos analógicos para tener un control del funcionamiento de la instalación de forma más directa, accesible y dinámica.

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



Siempre adelante

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