

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.- Europa autoriza que REE sea el gestor de Salto de Chira.

canarias7.es, 18 de enero de 2024.

La Comisión reconoce la singularidad de Canarias a la hora de cumplir la normativa europea relativa al mercado interior de la electricidad y avala expresamente la construcción y explotación de la central hidroeléctrica por el operador del sistema.



La Comisión Europea ha reconocido la singularidad de Canarias a la hora de cumplir la normativa europea relativa al mercado interior de la electricidad, **avalando expresamente la construcción y explotación de la central hidroeléctrica Salto de Chira por el operador del sistema**, la empresa Red Eléctrica de España (REE).

La Decisión que ha recibido el Ministerio para la Transición Ecológica elimina el último escollo administrativo que tenía pendiente la obra que se ejecuta desde febrero de 2022 en el barranco de Arguineguín y **admite distintas excepciones a la aplicación en el archipiélago** de la normativa europea en vigor.

Este reconocimiento, señala el Ministerio en una nota hecha pública este jueves, **responde a la condición ultraperiférica de Canarias, así como a su imposibilidad de interconectarse con el mercado eléctrico de la UE**, y se produce después de tres años de trabajo puesto que la excepción fue solicitada en noviembre de 2020.

Previamente, el Ministerio había conseguido en 2020, tras otros cinco años de trabajo con el Ejecutivo comunitario, la conformidad de **la regulación eléctrica para los territorios no peninsulares** con relación a la legislación europea relativa a las Ayudas de Estado.

La Decisión, fechada el 8 de diciembre pasado, afecta asimismo a elementos como la **incorporación de nuevas instalaciones al sistema eléctrico canario** –que puede ser mediante mecanismos singulares– o el despacho del parque de generación cuando se produzcan congestiones en las redes.



Duración ilimitada por razones físicas evidentes

La excepción concedida a Canarias **tendrá duración ilimitada** al reconocer la Comisión Europea, tal y como solicitó el Gobierno de España, que el archipiélago **no puede interconectarse con el mercado de la energía de la Unión por razones físicas evidentes**. Según comunicó el Gobierno central, debido a la distancia geográfica con la península, la construcción de interconectores sería imposible o demasiado costosa.

La Comisión considera que la titularidad de las instalaciones hidráulicas de bombeo por parte del gestor del sistema eléctrico puede estar justificada en casos muy específicos, como el de Canarias, donde **son necesarias para garantizar la seguridad del suministro y la integración de las fuentes de energía renovables**, y donde los sistemas eléctricos cuentan con opciones limitadas para alcanzar flexibilidad con bajas emisiones de carbono.

La urgencia de estos proyectos, dada la adopción prevista de una estrategia sobre la integración de renovables en un futuro próximo y **los retos de funcionamiento del sistema a los que parece enfrentarse Canarias**, es tal que la Comisión considera que, en el caso de esta región ultraperiférica, España no debe tener la obligación de cumplir las condiciones establecidas la Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Otros sistemas de almacenamiento



El acuerdo destaca que esta excepción, limitada a las instalaciones hidráulicas de bombeo, no debería impedir el desarrollo basado en el mercado de proyectos de almacenamiento que utilicen este u **otros tipos de tecnologías en Canarias**.

Y agrega que teniendo en cuenta los compromisos de España en lo que respecta a la descarbonización de los territorios no peninsulares, **a medida que aumenta la generación de fuentes renovables es probable** que, además de las instalaciones hidráulicas de bombeo, se necesiten instalaciones de almacenamiento de energía basadas en otras tecnologías para garantizar la seguridad del suministro.

2.- Otra “galanada”, ahora desde Davos: ¿Seguro que Iberdrola va a hacer una compra...y no una venta o fusión?.

hispanidad.com, 18 de enero de 2024.

El presidente de la eléctrica presume de contar con la confianza de los fondos y de que “habrá más alianzas”, horas antes de conocerse una nueva con Norges Bank de más de 2.000 millones.



Asistimos a otra ‘galanada’, pero esta vez en el Foro de Davos, que no es un evento cualquiera... En una entrevista con Expansión, **Ignacio S. Galán** alardea de que en **Iberdrola** “analizamos todo, pero no dependemos de una compra”. Ojo, ¿está seguro de que la eléctrica va a hacer alguna compra? Sus palabras llegan justo cuando lo que necesitan es una fusión, pero la elevada deuda lo complica. Fusión que necesariamente se tendría que hacer con una compañía extranjera. La eléctrica cerró los nueve primeros meses del año pasado con una deuda neta ajustada de 47.900 millones de euros... y su capitalización bursátil se sitúa en unos 72.615 millones.

Con estas cifras, en caso de darse una fusión, Iberdrola no sería la compradora, sino la absorbida, ni tampoco la que más mandaría, porque valdría mucho menos de lo que ahora vale en bolsa: su capitalización menos su deuda, es decir, algo menos de 25.000 millones teniendo en cuenta las cifras dadas.

Iberdrola tiene una elevada deuda, pero se permite decir que la solidez financiera “para nosotros es prioritaria, tenemos dos opciones: desarrollarla solos a un ritmo más lento o hacerlo de forma más acelerada con socios. Optamos por lo segundo

A pesar de esta elevada deuda... y eso que aún queda por saber en cuánto cerró 2023, Galán se permite decir que “para crear valor, es esencial que Iberdrola siga invirtiendo con fuerza, pero cuidando siempre el balance”. Y que si quieren preservar su “**solidez financiera**, que para nosotros es prioritaria, tenemos dos opciones: desarrollarla solos a un ritmo más lento o hacerlo de forma más acelerada con **socios**. Optamos por lo segundo”. Además, añade que “las alianzas nos permiten hacer más proyectos e ir más rápido”. Eso sí, se tira flores porque la eléctrica “es la empresa que más invierte en I+D+i según la UE, y el año pasado volvimos a batir nuestro récord de inversiones y de compras”, obviando que invierte vía deuda... y cómo no, vuelve a aludir a la seguridad jurídica al referir que se necesitan “**marcos estables e incentivadores**”.

Galán destaca que “los **fondos** confían en Iberdrola y habrá más **alianzas** pronto”... y horas después, la compañía anunciaba una nueva con **Norges Bank Investment Management**, que gestiona el fondo soberano de Noruega: más de 2.000 millones de coinversión en España y Portugal, con las que incorporarán más de 1.300 megavatios (MW) adicionales, alcanzando los 2.600 MW. Y hay que recordar que hace un año, también en el Foro de Davos, Galán no participó en la reunión de **Pedro Sánchez** con otros empresarios españoles... por su cita con Norges Bank para acordar una alianza que se firmó mes es más tarde y supuso la venta del 49% de una cartera de renovables de 1.265 megavatios (MW) en España. Y aunque haya convertido las renovables en un “producto financiero” que criticaba años atrás, **su mayor flujo de caja sigue viniendo de los saltos del Duero** (o sea, de la energía hidroeléctrica).

La cosa no acaba ahí, porque Galán presume de que “**EEUU** es y va a seguir siendo uno de nuestros principales destinos de inversión, si no el mayor”, pese a la reciente bofetada que ha recibido allí (su filial **Avangrid** no podrá hacerse con el control de **PNM Resources**). Y cómo no, quita hierro al asunto, señalando que han decidido cancelar la compra de PNM porque “las aprobaciones de esa operación se han retrasado más de tres años, generando incertidumbre en un entorno que no es el más adecuado”.

Galán presume de que “EEUU es y va a seguir siendo uno de nuestros principales destinos de inversión, si no el mayor”, pese a la reciente bofetada que ha recibido allí recientemente

Y en Davos, Galán ha participado en una mesa redonda sobre triplicar las renovables, junto a la comisaria europea de Energía, **Kadri Simson**, y el enviado presidencial especial de EEUU para el clima, **John Kerry**. Aún no se sabe si le dará un nuevo plantón o no a Sánchez en su cita con otros líderes empresariales españoles, una cita a la que también podría faltar **Rafael del Pino**, presidente de **Ferrovial**.

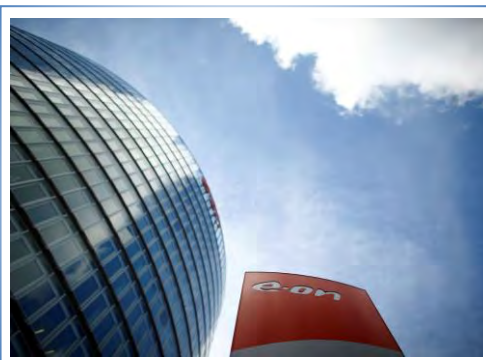
Por supuesto, este 17 de enero, fiesta de san Antón, Iberdrola, que presume de ser una compañía protectora de la diversidad, ha tenido un recuerdo para los perros.

3.- España afronta la mayor derrota por el recorte a renovables tras perder con la alemana E.ON.

elconfidencial.com, 19 de enero de 2024.

El Ciadi condena al Reino de España por un arbitraje en el que la “utility” teutona pedía 325 millones de euros, de lo que podría tener que pagar alrededor del 90% de lo reclamado, aseguran fuentes próximas al inversor germano.

El Reino de España se enfrenta a la derrota más dura por el recorte a las renovables que ejecutó la década pasada. De las 26 derrotas que ha sufrido hasta ahora, el golpe que acaba de recibir por el hachazo a las primas a la energética alemana E.ON, apunta a ser el más costoso.



Según fuentes al tanto del caso, el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (**CIADI**) ha condenado a España a indemnizar a E.ON, que había solicitado **324,7 millones de euros**. La decisión fue notificada este mismo jueves, según consta en documentación oficial. Fuentes al tanto del caso aseguran a El Confidencial que los tribunales **habrían respaldado en torno al 90% del dinero exigido** por la empresa teutona. Sería un golpe para la Abogacía del Estado, que defiende a España en estos arbitrajes, y que había logrado frenar la sangría **en los últimos dictámenes**, no tan duros como los que venían produciéndose desde 2017.

Según fuentes al tanto del caso, el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (**CIADI**) ha condenado a España a indemnizar a E.ON, que había solicitado **324,7 millones de euros**. La decisión fue notificada este mismo jueves, según consta en documentación oficial.

Fuentes al tanto del caso aseguran a El Confidencial que los tribunales **habrían respaldado en torno al 90% del dinero exigido** por la empresa teutona. Sería un golpe para la Abogacía del Estado, que defiende a España en estos arbitrajes, y que había logrado frenar la sangría **en los últimos dictámenes**, no tan duros como los que venían produciéndose desde 2017.

A falta de la confirmación del montante definitivo de este golpe, sería el más fuerte sufrido hasta ahora por España por el cambio regulatorio aplicado por el Gobierno del PSOE primero y de forma más contundente **por el Ejecutivo del PP en 2013**, lo que provocó más de 50 arbitrajes **en tribunales internacionales**, situando a España como uno de los países más demandados a nivel mundial, al nivel de estados como Argentina, Rusia o Venezuela.

Hasta ahora, el arbitraje por el que España arrastra **una petición de pago** más elevada era el de la eléctrica estadounidense **NextEra**. El CIADI le reconoció en 2019 más de **290 millones de euros**, una cifra similar a la que podría tener derecho ahora E.ON, defendido en este caso por el despacho de abogados alemán Luther.

"El tribunal que ha decidido el fallo ha estado presidido por **Mark A. Kantor** y ha emitido el laudo con fecha del 18 de enero de 2024. Este procedimiento echó a andar en 2015 e invoca el Tratado de la Carta de la Energía. Las 25 condenas que ya se han conocido imponen **más de 1.200 millones de euros** en concepto de indemnización, cifra a la que hay que **sumar 250 millones de euros** por los intereses de demora, **condenas en costas** y gastos en consultores y abogados", señalan fuentes próximas a E.ON.

"Puesto que el Gobierno de España sigue sin cumplir las sentencias y ha situado a España como el país con mayor número de laudos pendientes de pago, por encima de Rusia y a la par con Venezuela, las empresas afectadas han embargado **distintos bienes de España** en Reino Unido y preparan acciones similares en Estados Unidos" añaden estas fuentes.

El inversor Blasket Renewable Investment, que adquirió el laudo de grandes inversores como **Infrared (HSBC)** o el fondo francés Antin, está presionando con fuerza para que España se avenga a pagar a los inversores. De hecho, hasta ahora ya ha logrado **que la justicia británica** le reconozca el embargo de las cuentas del Instituto Cervantes en el Reino Unido, y está a la espera de poder embargar otros bienes. También en **otras jurisdicciones como EEUU o Australia**, donde habría puesto en el foco los activos de Navantia.

La cuestión ya ha saltado de la abogacía del Estado o el **Ministerio para la Transición Ecológica**, encargados de gestionar este problema. El actual ministro de Economía, **Carlos Cuerpo**, ya pidió **asesoramiento jurídico urgente** este 2023 cuando era responsable del Tesoro para evitar que dichos impagos pudieran salpicar a la capitación por parte del Estado de capital internacional. Los inversores han pedido que se declare el default de algunos títulos de deuda a la vista de que España se niega a compensar a los inversores que han ganado en instancias arbitrales internacionales como el CIADI, Uncitral o la Cámara de Comercio de Estocolmo.

4.- La CNMC analizará la entrada de BlackRock en Naturgy por su presencia en Iberdrola y Repsol.

theobjective.com, 19 de enero de 2024.

El organismo cree difícil poner trabas a la operación por no ser una empresa industrial y por contar con baja participación.

El anuncio del fondo de inversión **BlackRock** de comprar Global Infrastructure Partners (GIP) **ha salpicado al sector energético español**, con un movimiento de piezas sobre el tablero. La operación le ha supuesto al fondo norteamericano hacerse con el 20% de **Naturgy**, cuya participación se une a las que ya tiene en Iberdrola y Repsol. Un escenario que el máximo regulador de competencia del país, la Comisión Nacional del Mercado de la Competencia (CNMC), **estudiará por si incurre en alguna infracción colusoria**.

No obstante, fuentes del propio organismo relatan a este medio la complejidad de intervenir esta operación, ya que BlackRock no es una empresa industrial, sino un fondo de inversión que lo que busca **es conseguir una rentabilidad durante un periodo de tiempo**. Por otro lado, argumentan que los porcentajes de capital que tiene el fondo norteamericano en las tres energéticas españolas no suponen un riesgo para la competencia.

Los artículos del Tratado del Funcionamiento de la Unión Europea poco pueden hacer con la entrada de un fondo u otro porque esa concentración no afecta a la competencia, comentan fuentes del organismo regulador, que subrayan, sin embargo, que el **caso de BlackRock** y su participación en Repsol, Iberdrola y Naturgy se estudiará en caso de que exista algún tipo de conflicto que afecte a la competencia.



No obstante, y pese la concentración minoritaria de BlackRock en el sector energético, fuentes del organismo prefieren ver este caso al ocurrido con Saudi Telecom, donde la entrada de los saudíes en la compañía española no provocó ninguna intervención de la CNMC. Además, señalan que BlackRock **es un fondo internacional que se encuentra dentro del capital de multitud de empresas** del mundo. «Habría una vigilancia, y si hubiese un conflicto se le pediría al fondo una desinversión. Pero para que haya intervención hace falta algo importante», remarcan diversas fuentes.

Situación de la CNMC

Se espera que Moncloa elija en menos de un mes a **los cinco nuevos consejeros** de la CNMC que se encuentran sin cubrir, y que tiene al regulador en una situación límite desde hace varios meses. El Gobierno se pondrá próximamente en contacto con Génova para que propongan algún candidato en estas semanas, aunque existen pocas posibilidades de que este se materialice en nombramientos a favor de los populares y que los monopolice Moncloa, con alguna cuota del partido, tras la marcha de Nadia Calviño **hacia el Banco Europeo de Inversiones (BEI)**.

Los **cinco nombramientos**, que suman la mitad de los miembros de las dos salas (Supervisión Regulatoria y Competencia), tendrán que superar el veto del Congreso de los Diputados. Un trámite que se considera técnico y del que no se espera tensión o 'pagos' por parte de los socios del gobierno o incluso del principal partido de la oposición, como así se ha observado de forma reciente en las últimas votaciones.

BlackRock es el **segundo mayor accionista** de Iberdrola, con el 5,15% del capital, solo por detrás de Qatar Investment Authority, que cuenta con el 8,69%. Por otro lado, BlackRock es el primer accionista de Repsol, con el 5,3%, por delante de Norges Bank, que tiene el 3,2% y Banco Santander, que cuenta con el 2,5%.

La situación de Naturgy

Fuentes sindicales muestran su preocupación por la llegada del fondo BlackRock, aunque también se encuentran expectantes. No han tenido ninguna reunión con la dirección porque no la han solicitado y esperan que esta se dé más adelante. Actualmente, su Consejo de Administración está formado por un único consejero ejecutivo, que es Francisco Reynés, ocho consejeros dominicales y tres independientes. **Criteria Caixa** tiene tres consejeros, el fondo **CVC** dos, **GIP** -comprada por BlackRock- dos e IFM uno.

Fuentes internas de la compañía aseguran que no hay novedad con respecto al ambicioso proyecto Geminis, que busca impulsar la energética. En febrero de 2022, Naturgy presentó un plan corporativo de gran dimensión que **tenía como objetivo dividir a la eléctrica en dos compañías**: una centrada en las actividades reguladas -como el transporte y la distribución- y una segunda focalizada en las actividades liberalizadas, como la generación y la comercialización. A principios de verano, Naturgy trató sin éxito de reordenar la compañía con el nombramiento de un nuevo ceo, que finalmente se truncó porque el banquero Ignacio Gutierrez-Orrantia, que era el candidato, prefirió quedarse en la británica Citi.

5.-Endesa alcanza los 1,8 GWh de producción en renovables en Andalucía.

eleconomista, 19 de enero de 2024.

- Las 10 instalaciones solares aumentaron en 2023 su aportación en un 33%, y los 12 parques eólicos la disminuyeron en un 15%.
- Es el equivalente al consumo de los habitantes de las provincias de Granada y Jaén.

La división renovable de Endesa, Enel Green Power España, produjo en 2023 en Andalucía un total de 1.816 gigavatios hora (GWh) de energía limpia, es decir el consumo energético anual de los habitantes de las provincias de Granada y Jaén.



La compañía eléctrica indica que la energía solar fue la que más aumentó su producción el pasado año, un 33% más respecto a 2022, gracias a las 10 instalaciones de Endesa operativas en Andalucía. Estas plantas renovables que se ubican en las provincias de Sevilla (dos en Carmona, una entre Sevilla y Alcalá de Guadaíra, una en Guillena, una en Sanlúcar la Mayor y una en Aznalcóllar), Málaga (dos en Teba), Huelva (una en la capital) y Cádiz (Los Barrios), produjeron 613 GWh de energía renovable en 2023 y para este año se prevé un aumento de su producción.

6.- Iberdrola electrificará el Puerto de Vigo con una novedosa tecnología limpia.

elperiodicodelaenergia.com, 19 de enero de 2024.

El proyecto presentado por Iberdrola fue seleccionado por el MITMA para recibir una subvención de 1,9 millones.

El Puerto de Vigo implantará de la mano de Iberdrola una novedosa infraestructura OPS (Onshore Power Supply) para abastecer, a partir de energía renovable, las demandas eléctricas de los buques atracados y reducir así sus niveles de contaminación atmosférica y acústica.

La iniciativa puesta en marcha por Iberdrola cuenta con el apoyo del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana (MITMA) a través del Programa de Apoyo al Transporte Sostenible y Digital en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por los fondos Next Generation de la Unión Europea.

El proyecto presentado por Iberdrola “Despliegue Tecnología Onshore Power Supply (OPS) y descarbonización del suministro eléctrico en los puertos de Vigo, Pasaia y Alicante” fue seleccionado por el MITMA para recibir una subvención de 1,9 millones de euros.

El sistema de Iberdrola y la reducción de emisiones

El sistema permite la conexión de los buques a la red eléctrica terrestre durante su estancia en puerto, de forma que los motores auxiliares que utilizan para sus sistemas auxiliares (bombas de trasiego, sistemas de refrigeración, iluminación, equipos de emergencia, etc.), puedan mantenerse apagados durante todo el tiempo que el buque permanece atracado para la carga y descarga de mercancías o personas.



En concreto, la compañía eléctrica desarrollará en la Terminal de coches del Puerto de Vigo un sistema energético que tendrá el **objetivo** de dar servicio a los buques de tipo Ro-Ro cargados de vehículos, uno de los principales tráficos del puerto. La instalación de un punto de carga de tipo OPS, o *cold ironing*, eliminará localmente las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorará la calidad del aire en el entorno del Puerto.

En este contexto, el presidente de la Autoridad Portuaria viguesa, **Carlos Botana**, destacó el alto interés de las navieras por disponer de esta infraestructura, que reducirá su huella de carbono, “convirtiendo Bouzas en la primera Terminal Ro-Ro de España en contar con este sistema, eliminando las emisiones de los buques y los ruidos en la Terminal, lo que supondrá dar un paso más dentro de la estrategia de Crecimiento Azul que lidera desde el año 2016”.

Botana, recordó, además, que la institución que preside trabaja, en estos momentos, en otras líneas de inversión para electrificar sus muelles, concretamente la Terminal de Contenedores y de Cruceros. En total, está previsto destinar 25,6 millones de euros a diversos proyectos.

Según estimaciones de la **Organización Marítima Internacional (OMI)**, el uso de estas tecnologías emergentes permite reducir hasta 16 decibelios el impacto sonoro producido por los buques durante las operaciones de carga y descarga, mejorando así la calidad de vida de los vecinos de las inmediaciones del puerto.

En definitiva, entre las ventajas de este sistema destacan un ahorro frente a combustibles tradicionales, la reducción de las emisiones locales emitidas a la atmósfera y las vibraciones y ruidos producidos durante el atraque, además del menor desgaste de los motores auxiliares.

Asimismo, la descarbonización del suministro energético será mayor, ya que Iberdrola proveerá a los buques con energía fotovoltaica generada *in situ*.

Cobertura al resto del entorno portuario

“Asimismo, cuando los buques adaptados al **sistema electrificado** no estén atracados, o haya excedentes adicionales, la energía **fotovoltaica** sobrante se utilizará para dar cobertura a otros operadores y clientes en el entorno portuario, suministrando energía verde, y explorando modalidades de autoconsumo colectivo, en las que la compañía eléctrica asume la inversión inicial”, explica por su parte Borja Cancela, delegado comercial de **Galicia y Asturias** de Iberdrola.

El proyecto de electrificación del ecosistema portuario de Vigo de Iberdrola arranca tras la adjudicación de la concesión administrativa y se prevé que esté en marcha en 2025.

La estación OPS contará con un equipo de **conexión** al buque, una solución de grúa móvil montada sobre vehículo eléctrico que permitirá conectar el cable al barco de forma rápida y segura.

De acuerdo con cálculos elaborados por Puertos del Estado, la eliminación local de emisiones que se consigue tras sustituir la generación eléctrica a bordo, producida mediante la quema de combustible, por la conexión del propio buque a la red supone una reducción drástica de las emisiones a nivel Estado respecto a la generación mediante combustible marino, dado el actual mix del **sistema eléctrico español: un 96% de NOx, un 8% de SOx, un 94% de partículas y un 64% de CO2**. La reducción es mayor en caso de suministrar con energías renovables, como será el caso de Vigo.

7.- Naturgy pide a la justicia cerrar temporalmente la térmica de Plana del Vent, en Vandellòs.

diariodetarragona.com, 21 de enero de 2024.

El Supremo debe decidir si autoriza el parón en el ciclo combinado, una tecnología que garantiza el suministro en casos de necesidad.



Naturgy ha pedido a la justicia **el cierre del ciclo combinado de 400 MW** que tiene en la central térmica de Plana del Vent, en el término municipal de Vandellòs (Baix Camp). La compañía indica que «está a la espera de resolución por parte del Tribunal Supremo al recurso presentado ante la reiterada falta de respuesta administrativa a la solicitud de cierre solicitada».

La firma añade que “el ciclo de 400 MW propiedad de Naturgy **está indisponible desde marzo de 2020** por imposibilidad de funcionamiento”. Sucede así “ante la **eventualidad de fallo técnico** que ponga en riesgo su normal operación”.

Esta instalación forma parte de un grupo de 11 ciclos combinados para los que la compañía ha solicitado el derecho de cierre en los últimos años. En concreto, “la **petición de derecho de cierre** de Plana del Vent se realizó en julio de 2020, tras **su declaración de indisponibilidad**”.

En la solicitud se pedía establecer “un marco económico específico para el Grupo 1 de la central de Plana del Vent que **reconociendo y remunerando su servicio** de respaldo al sistema eléctrico haga económicamente viable su continuidad”.

Las térmicas son clave para el sistema pero su viabilidad económica es objeto de controversia

De hecho, lo que ha pedido Naturgy es la posibilidad de aplicar un cierre temporal, aunque eso no quiere decir que las vaya a clausurar inmediatamente. “Desde el momento en que cada vez **empezaron a entrar más renovables en el sistema**, que son las que tienen la prioridad, **las centrales de ciclo combinado** fueron produciendo menos.

Fue en ese momento cuando se solicitó el cierre”, indica Naturgy. La corporación alegaba que, por el bajo factor de carga, las centrales se habían visto afectadas con **rentabilidad económica muy inferior** a la necesaria para recuperar la inversión. Además, se solicitaba una **indemnización por daños y perjuicios**.

Otras diez centrales en España

La situación ahora, sobre todo después de la pandemia, es distinta porque la producción de estas plantas ha aumentado, y la función es clave como **respaldo del sistema**, más aún con la desaparición del carbón energético.

A la espera de lo que sucede con Plana del Vent, la justicia ha autorizado ya a Naturgy, a través del Supremo, el cierre de diez centrales en España. Es probable que ahora no interese la clausura pero, en todo caso, se trata de una **victoria judicial**.

Esta situación de encendido y apagado de este tipo de fábricas tiene lugar por su versatilidad. **La tecnología permite parar o arrancar sin problemas** en un corto espacio de tiempo cuando se necesite más suministro, algo que no sucede con la nuclear.

El otro ciclo en La Plana del Vent está operado por la firma suiza Alpiq. La compañía aclara que, en este caso, “**el ciclo está operando con normalidad** y aportando la flexibilidad y el respaldo indispensables para el sistema ante la intermitencia de la generación renovable”.

Alpiq recalca que “esta **contribución de los ciclos a la seguridad del suministro** será cada vez más relevante” y, por este motivo, “considera que los ciclos existentes son una tecnología esencial para conseguir esa integración de generación renovable en el sistema, garantizando al mismo tiempo la seguridad del suministro”.

Alpiq se asegura “de que Plana del Vent esté en condiciones óptimas para desempeñar este papel a través de una inversión continua en el activo”.

8.- El aterrizaje de BlackRock en Naturgy pilla en “fuera de juego” al Gobierno y “con los brazos abiertos” al Gobierno.

vozpopuli.com, 22 de enero de 2024.

El ruido político no molestará la llegada del fondo al capital de la gasista. Su perfil de gran inversor a largo plazo y poco ruidoso es bienvenido por parte del equipo gestor.

- **El fondo CVC busca un comprador para su participación en Naturgy valorada en 5.100 millones.**
- **Los fondos Carlyle y CVC buscan una salida de Cepsa y Naturgy en 2024.**



BlackRock es, cada vez más, el dueño del Ibex 35. La firma de inversión que dirige desde Manhattan el mediático Larry Fink se ha acomodado como accionista de referencia en Iberdrola, Telefónica, Santander, BBVA o Repsol. Su última incorporación a este listado es Naturgy, una empresa que desde hace tres años está asediada por el ruido político y las diferencias de su consejo.

Unos inconvenientes que resultan muy llevaderos para el equipo de Fink. BlackRock se devoró la semana pasada al fondo Global Infrastructure Partners (GIP) por 11.400 millones, una operación que hace que BlackRock se adjudique inversiones en 40 compañías como es el caso Naturgy.

Esta participación le da derecho a los dos consejeros que tenía hasta la fecha GIP en la gasista, una representación con la que no cuenta en el resto de empresas del Ibex, y el 20% del control de la compañía, que está muy por encima de esa horquilla del 5-8% con el que se posiciona BlackRock en las grandes empresas españolas.

Por lo tanto, las fuentes financieras apuestan que esa posición en Naturgy no es muy habitual para el fondo estadounidense y no hay que descartar que, en el medio plazo, lo adapte a su estrategia sin consejeros y con una reducción de su paquete accionarial. Un asunto que no se activará hasta que se produzca la integración de GIP en BlackRock.

Sólo depende de Estados Unidos

Esta megaoperación entre firmas de inversión estadounidenses sólo espera la luz verde de la Ley antimonopolio Hart-Scott-Rodino de Estados Unidos, junto con otras aprobaciones y autorizaciones reglamentarias de su país. A partir de ahí, la maquinaria se pondrá en marcha y Naturgy entrará en la nueva era de BlackRock. Unos hechos que, según señalan desde el sector financiero, pilla al Gobierno español en ‘fuera de juego’ porque, más allá de declaraciones exacerbadas, tiene poco margen de maniobra en esta operación.

En la Moncloa se ve un aliado en BlackRock. Las fotos que ha compartido Pedro Sánchez de sus dos reuniones con Larry Fink en la última legislatura así lo evidencian. El mundo del ‘dinero’ en Madrid considera que si Sánchez y su equipo quieren sacar adelante su hoja de ruta de descarbonización será de la mano de BlackRock, sin olvidar que es una firma de inversión que cuenta con estrechos lazos con el actual equipo de la Casa Blanca.

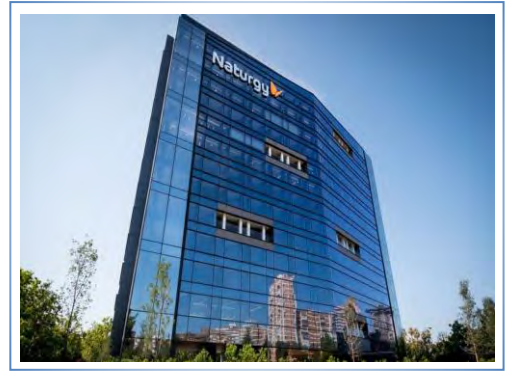
“BlackRock mantiene participaciones muy significativas en el capital de las principales empresas españolas”, recuerda Josep Bertrán, profesor de Finanzas de la EAE Business School. “Teniendo en cuenta que las actividades que desarrollan estas empresas tienen un carácter estratégico y un fuerte impacto sobre el conjunto de la población, en la medida que exista una divergencia entre los objetivos del fondo y las necesidades de la economía española, ello puede tener unos efectos no muy recomendables, tanto sobre las propias empresas como en el conjunto de la sociedad”, añade el profesor.

Brazos abiertos para BlackRock

Si el Gobierno está condenado al inmovilismo en la operación, desde el sector se destaca que el nuevo accionista de Naturgy es ‘más que bienvenido’ en el consejo. Los cuatro grandes accionistas de la gasista hasta la fecha no iban de la mano desde la OPA que lanzó en 2021 el último en llegar, el fondo australiano IFM.

El máximo accionista Critería Caixa no fue muy favorable a la entrada de un nuevo actor en la mesa del consejo, mientras que el fondo británico CVC y GIP pusieron la alfombra roja mientras buscaban seguir expresando el valor de su inversión. Poco después de este movimiento, estos fondos aprobaron partir Naturgy en dos para separar el negocio regulado del liberalizado para aumentar el valor de la compañía, un proceso que se bloqueó con la crisis en Ucrania para disgusto del consejo.

El último choque del consejo se produjo por el intento de nombrar un consejero delegado que redujera las funciones ejecutivas de Francisco Reynés. Cuando todo parecía cerrado, el fichaje de Ignacio Gutiérrez-Orrantía se canceló y el consejo zanjó este conflicto con un aumento del dividendo junto con una reducción de inversiones.



Mientras, IFM ha seguido comprando acciones en el mercado hasta llegar al 15% para aumentar su peso en la compañía a la sombra del liderazgo de Caixa y tanto CVC como GIP buscando el mejor postor para vender su participación en Naturgy. GIP lo ha logrado primero en su operación global y BlackRock se considera un actor ‘más fiable’ en un consejo tan dividido. Los dos consejeros de GIP que actualmente se sientan en la mesa de gobierno de Naturgy quedan a la espera de los planes del equipo de Larry Fink.

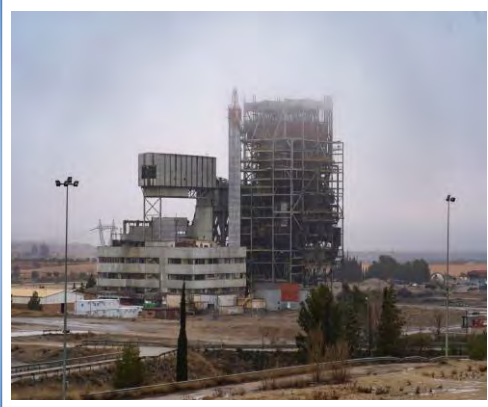
Desde el sector financiero no se descarta que BlackRock no quiera estar representado en el consejo, tal y como sucede en el resto de sus participaciones del Ibex. “BlackRock añade estabilidad a las empresas”, aseguraba Reynés en una entrevista en el diario Expansión tras esta operación. Otro indicador de que el fondo se recibe en el consejo ‘con los brazos abiertos’.

9.- Endesa vuela la tercera caldera de la Central Térmica de Andorra.

libremercado.com, 22 de enero de 2024.

La demolición de las tres calderas de la central ha supuesto un “hito”, no solo por su simbolismo sino también desde el punto de vista técnico.

Endesa ha ejecutado este viernes, a las 15.00 horas, la **voladura de la tercera caldera de la central térmica de Andorra**, construida entre 1974 y 1975, última de las estructuras en pie de la planta y un paso más en el proceso de cierre y desmantelamiento de las centrales de carbón que la compañía está llevando a cabo y que completará en la península en el año 2027.



La demolición de las tres calderas de la central, junto con la voladura de las tres torres de refrigeración y de la chimenea de 343 metros de altura, **ha supuesto un "hito"**, no solo por el simbolismo de las estructuras sino **también desde un punto de vista técnico**, ha apuntado la compañía eléctrica.

Para la realización de estas actuaciones ha sido **necesario diseñar exhaustivos procedimientos** con el objetivo de garantizar unas condiciones absolutas de seguridad y efectivas de demolición.

En el caso de la voladura de las calderas, **el proceso ha sido complejo** al tratarse elementos metálicos cuyo proceso de análisis, estudio y ejecución son diferentes a los de la demolición de estructuras de hormigón.

Proyecto de demolición

La ejecución de estos trabajos es el resultado de un **proyecto específico previo** en el que se ha analizado estructuralmente la afección de los trabajos preparatorios, así como la dinámica de la voladura, su secuencia, dirección de caída, medidas mitigadoras de las afecciones, medidas de vibraciones y puesta en seguridad de todos los elementos y estructuras afectadas. Para la demolición se han utilizado **340 detonadores y 620 Kg de explosivo** y se ha fijado un **radio de seguridad de 400 metros**.

Una vez que la caldera está en el suelo se realizan los trabajos de corte y preparación para el transporte con máquinas pesadas, lo que evita tener que hacer **trabajos con operarios en altura** y se maximiza la seguridad del proceso.

La voladura de cada una de las calderas ha producido **alrededor de 10.000 toneladas de residuos metálicos** que serán gestionados de acuerdo con la normativa medioambiental.

El **desmantelamiento de la central térmica de Teruel**, es una operación de gran complejidad técnica que está movilizandog ingentes recursos: alrededor de 250 personas de mano de obra directa, se están ocupando de los trabajos hasta su finalización en 2025. El equipo humano que se está ocupando de los trabajos procede en su mayoría de antiguas empresas contratistas o de residentes en la Comarca Andorra-Sierra de Arcos y limítrofes, ya que Endesa ha dado prioridad a ello.

Desde el punto de vista medioambiental se está aplicando un **sistema de demolición selectiva** para segregar y caracterizar cada una de las 260.000 toneladas que conforman el volumen de la demolición.

Asimismo, para reducir en todo lo posible las afecciones al entorno se ha implantado un **plan de vigilancia ambiental** con especial atención a las emisiones y vertidos durante la ejecución de los trabajos.

Está prevista también la reutilización de los residuos de hormigón, con el objetivo de revalorizar el 90% de los residuos generados.

La central térmica de Andorra

La **Central Térmica de Andorra constaba de tres grupos**, con una potencia total de 1.100 megavatios (MW). Cada uno disponía de caldera, turboalternador y torre de refrigeración.

Completaban la instalación el parque de carbones y caliza, el sistema de evacuación de cenizas y escorias, la planta de desulfuración y la chimenea de 343 metros de altura para la evacuación de los gases de combustión.

Fue construida con objeto de llevar a cabo un uso **extensivo de los lignitos negros** procedentes de explotaciones situadas en la cuenca minera turolense, mezclados con carbones de importación. El lignito se transportaba hasta el parque de carbones de la central y los carbones importados **se transportaban por barco hasta el puerto de Tarragona** y, desde allí, por ferrocarril hasta la planta.

Durante sus cuatro décadas de actividad **produjo 224.000 gigavatios hora (GWh)**, equivalentes al consumo de electricidad peninsular durante un año.

Para ello necesitó **142 millones de toneladas de carbón**, de las que 110,9 millones de toneladas fueron de carbón nacional y 31,7 millones de toneladas de carbón importado.

Proceso de desmantelamiento

Endesa solicita el cierre en 2019, cuando inicia su proceso de desmantelamiento y la elaboración de un plan de futuro que contempla la implantación de nueva industria y el desarrollo de energías renovables. Así, Andorra pasará de producir energía con carbón, a **generar energía limpia** con una potencia instalada de 1.843,6 MW gracias a siete proyectos renovables hibridados, dos proyectos de almacenamiento con baterías, un proyecto de hidrógeno verde y un compensador síncrono.

Este desarrollo renovable va acompañado de un **plan socioeconómico para crear empleo y valor añadido** en la zona. Las nuevas plantas renovables se ubicarán en Albalate del Arzobispo, Híjar, Samper de Calanda, Castelnou, Andorra, Calanda, Alcañiz, La Puebla de Híjar, Jatiel, y Alcorisa.

Para la construcción de estas instalaciones Endesa, a través de su filial renovable Enel Green Power España, **invertirá más de 1.800 millones de euros** y, junto con el plan socioeconómico, generará más de 6.300 empleos en total, de los que más de 370 serán empleos directos ligados al proyecto renovable.

Endesa ya ha firmado **preacuerdos con empresas ganaderas de ovino** con arraigo en la zona, con **empresas con actividad peletera** y con **empresas agrícola-ganaderas de ovino**. Asimismo, el Plan de Acompañamiento socioeconómico incluye el desarrollo de comunidades energéticas con una potencia total de 3.000 kW en varios municipios del Nudo de Transición Justa.

Las localidades que forman parte de esta iniciativa participarán en la **instalación de plantas de autoconsumo fotovoltaico** en emplazamientos públicos con una potencia total de 3.000 kWp que permitirá a 3.800 beneficiarios un notable ahorro de su factura de energía eléctrica favoreciendo así la autonomía y la eficiencia energética de estas localidades.

10.- 20 años gestionando renovables: así es la CORE, el corazón “verde” de Iberdrola.

elperiodicodelaenergia.com, 22 de enero de 2024.

Desde el CORE se monitorizan más de 3.000.000 de datos en tiempo real y controla mas de 13.000 MW de potencia activa.

El **Centro de Operación de Renovables (CORE)** de Toledo acaba de cumplir 20 años. Entró en funcionamiento a finales de 2003 para gestionar los parques eólicos y fotovoltaicos de **Iberdrola Renovables**, una filial que había nacido apenas un año antes.

Comenzó supervisando 29 parques eólicos españoles, pero muy pronto se integraron en él subestaciones eléctricas y centrales hidráulicas, así como otras instalaciones eólicas situadas en países como Francia, Italia, Portugal, Polonia o Alemania.

En la actualidad el centro opera desde Toledo más de 300 instalaciones de parques eólicos, plantas fotovoltaicas, subestaciones eléctricas y baterías ubicadas en 11 países. Desde el CORE se monitorizan más de 3.000.000 de datos en tiempo real y controla más de 13.000 MW de potencia activa.

Para Gustavo Moreno, responsable del CORE “este centro ha sido replicado en otras partes del mundo y también por otras empresas, lo que fortalece la idea de que verdaderamente es un caso de éxito. Aquí trabajan más de 50 personas que manejan unos 10.000 aerogeneradores eólicos e inversores fotovoltaicos. Si detectamos un problema en un aerogenerador de manera remota podemos solucionarlo en pocos minutos, o ponerlo a producir energía cuando se necesite”.

Su objetivo no es otro que mejorar la gestión técnica y el rendimiento económico de las instalaciones para, de este modo, incrementar la calidad de la energía renovable suministrada.

Centro pionero

El CORE de Toledo fue la primera instalación de estas características puesta en marcha en todo el mundo y se convirtió en una referencia de alta tecnología a nivel internacional.

Durante sus 20 años de funcionamiento, ha experimentado una evolución constante y ha sido precursora de nuevas aplicaciones y progresos en la planificación, operación y mantenimiento de los parques eólicos. La compañía ha exportado el modelo español a los demás países en los que ha ido desarrollando centros de control de energías renovables. Es el caso de los centros de Portland (Estados Unidos) en 2010, Whitlee (Escocia) 2011 y Rio de Janeiro (Brasil) en 2019.

Iberdrola tiene previsto que este mismo año se abra un nuevo centro de operación en Australia y tener un total de cinco en todo el mundo.



En cuestión de segundos

Entre las principales funciones del CORE de Toledo destacan atender las incidencias de forma remota, disponer de toda la información de explotación de manera centralizada e incorporar nuevas funciones de control de la energía. Todo ello con una plantilla especializada formada por operadores, ingenieros e informáticos da soporte en remoto a cualquier incidencia que se produzca en las instalaciones conectadas al centro.

Al fin y al cabo es gestionar toda esa energía las 24 horas los 365 días del año. Y sólo con un grupo de seis por cada turno, en total no llega ni a medio centenar de personas.

El CORE permite tener innovación tecnológica, operación y control en tiempo real del estado de las instalaciones, gestión inteligente de alarmas, atención de incidencias, optimización de los costes de explotación, aumento de la disponibilidad y producción, adquisición, tratamiento y almacenamiento de la información, infraestructuras y servicios de valor añadido con un alto componente de especialización.

Es increíble ver hasta qué detalle tienen de cada una de sus turbinas eólicas. Poseen hasta más de 1.000 datos de cada una de ellas. De esa manera, es fácil encontrar el fallo y más rápido encontrar la solución,

De esta forma se consigue así aumentar la disponibilidad de las plantas y mejorar la gestión del personal. Además, la gestión centralizada y homogénea permite mejorar los procesos de mantenimiento.

Ciberseguridad

Desde su apertura en 2003, esta instalación estratégica ha sido fundamental para el desarrollo y mejora de la operación de las instalaciones de energías renovables, permitiendo optimizar la gestión técnica de las instalaciones, así como su rendimiento económico, mejorando de este modo la calidad de la energía renovable suministrada.

Moreno explicó durante la visita al CORE que el centro dota de unas eficiencias a la compañía que generan millones de ahorros a la cuenta de la compañía.



El complejo engranaje del CORE necesita un sólido sistema de ciberseguridad para evitar cualquier tipo de riesgo. En este sentido, la compañía tiene en marcha varios proyectos para reducir al máximo el daño en caso de ciberataque.

Desde 2003, la eléctrica tiene implementada una red de comunicaciones propia para evitar intrusiones y con unos estándares de seguridad altísimos.

Además, este centro está replicado en otro punto de España a la misma escala, un gemelo, pero en este caso real, no digital, en caso de no poder trabajar o funcionar desde las primeras instalaciones.

En definitiva, el CORE de Toledo es el corazón verde de Iberdrola por donde circula la energía de 13.000 MW de renovables por todo el planeta. Ahí es nada.

11.- La CNMC revoluciona el acceso a la red eléctrica para lograr una mayor agilidad.

lainformacion.com, 22 de enero de 2024.

Competencia agiliza la "dispersa y vasta normativa" y lanza a trámite de información pública una circular que facilitará la incorporación de nuevos usuarios a las redes de transporte y distribución de forma eficiente y efectiva.

- **El calendario de la CNMC obliga a las eléctricas a invertir en redes 'a ciegas'.**
- **Balón de oxígeno a las CCAA para resolver las ayudas pendientes para autoconsumo.**

Importante paso de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en aras de **agilizar la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica**. El regulador ha sacado a trámite de información pública -hasta el 9 de febrero- una propuesta de circular para modificar la "dispersa y vasta normativa" actual y facilitar así la incorporación de nuevos usuarios a las redes de forma eficiente y efectiva.



Mediante la Circular 1/2021, Competencia desarrolló en primera instancia el acceso y conexión de los productores de energía eléctrica para propiciar el desarrollo de la renovables y la descarbonización, y una vez alcanzada la experiencia en su implementación, considera oportuno desarrollar una **circular normativa destinada las instalaciones de demanda**. Según la memoria de la propuesta, consultada por La Información, la circular se asienta sobre el principio del derecho de acceso de terceros, lo que **impedirá la discriminación entre usuarios y favorecerá la cooperación y coordinación entre gestores y titulares de las redes y los consumidores**.

El organismo que preside Cani Fernández explica que **la circular persigue incrementar la eficiencia en la operación del sistema eléctrico**, agilizar la tramitación de los permisos y maximizar la utilización de las redes, evitando posibles conductas de ocupación del bien limitado y potencialmente escaso, como es la capacidad de acceso a la red, a la vez que trata de elevar el grado de transparencia por parte de los gestores y titulares de las redes.

Competencia pone el foco en el almacenamiento

En este sentido, destaca que **durante los últimos años se ha incrementado de manera exponencial el volumen de solicitudes asociadas a grandes demandas localizadas en un punto de consumo**, como son las instalaciones asociadas a los puntos de recarga de coches eléctricos, la producción de hidrógeno, las fábricas de baterías o las nuevas demandas asociadas a la digitalización de la economía como los centros de datos. El sector energético reclama así que se dé **prioridad a nuevos proyectos industriales en el acceso a la red**, tal y como ha publicado este medio.

Asimismo, el regulador pone el foco en el almacenamiento y señala que se precisa de una **"definición concreta y específica para fomentar el acceso a la red de estas instalaciones desde el punto de vista de la demanda"**. "La flexibilidad inherente a estas instalaciones debe ser tenida en cuenta en la evaluación de la capacidad de las redes modificando el tradicional análisis desde la garantía de suministro del consumo, poniendo en valor su capacidad de apoyo al sistema permitiendo aflorar capacidad existente en las redes", añade.

Mayor flexibilidad al sistema y estabilidad a la red

En un contexto de despliegue masivo de renovables que se deberán integrar en el sistema durante los próximos años, **los sistemas de almacenamiento energético jugarán un papel clave para garantizar la transición hacia una economía neutra en emisiones**, aportando flexibilidad al sistema y estabilidad a la red. La Estrategia de Almacenamiento Energético aprobada por el Gobierno contempla disponer de una capacidad de almacenamiento de unos 20 GW en 2030 y alcanzar los 30 GW en 2050, considerando tanto almacenamiento a gran escala como distribuido.

Por otro lado, la CNMC opina que se necesita esta nueva circular, cuya adopción definitiva se prevé durante el segundo trimestre, para **acabar con la "problemática inherente a conflictos de acceso y conexión a las redes eléctricas"**, que afecta a la totalidad de los agentes involucrados saturando tanto los servicios de atención al cliente de las empresas propietarias de las redes, como a las instancias administrativas de las Comunidades Autónomas, de la CNMC, del Ministerio para la Transición Ecológica y, en último lugar, a las instancias contencioso administrativas de los tribunales.

El propósito de esta circular es así, entre otros objetivos, **establecer los criterios para el cálculo de la capacidad de acceso y definir los criterios para evaluar la viabilidad de la conexión**, todo ello maximizando el uso de las redes. De igual forma, busca regular los motivos para la denegación de las solicitudes que se produzcan, establecer la base en la interlocución entre los gestores de red, el contenido de los contratos, así como determinar las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante durante el proceso.

De este modo, Competencia ve **"imprescindible" dotar al sistema de una mayor agilidad en la tramitación**. El objetivo no es otro que incrementar "la necesaria seguridad jurídica" de los participantes en la obtención de los permisos de acceso y conexión. La meta final es, por tanto, reducir la conflictividad y posibilitar una mayor eficiencia en el procedimiento, que tantos quebraderos de cabeza trae a nivel burocrático.

Los **permisos de acceso y conexión solo podrán ser denegados por la falta de capacidad o si el titular de la red justifica la inviabilidad de la conexión en base a unos criterios determinados**, según el artículo 2 de la propuesta de circular. Estos son: la imposibilidad técnica, si se compromete la seguridad de las instalaciones, incumplimiento de la normativa y cuando no esté cubierta toda la potencia de diseño con garantía de suministro y, por tanto, exista la posibilidad de conectar una instalación que alimente a más de un consumidor.

Nueva modalidad de conexión

Además, la CNMC propone la creación de los **permisos de acceso flexible**, con los que se permitirá tener acceso a la red en determinados momentos. No obstante, con el fin de que sean operativamente factibles y no supongan un riesgo para la seguridad del sistema, se prevé que el permiso de acceso deberá concretar las condiciones en que el tiempo de preaviso de la limitación de acceso a la red (en tiempo real, minutos, horas, semanas, meses o anual de antelación), tiempos de respuesta a los requerimientos de reducción de potencia, requisitos técnicos de la instalación y los requisitos de adscripción a centros de control, remisión de consignas, posibilidad de operación remota o la habilitación para participar en mecanismos de reducción de potencia u otros que se establezcan.

Para una **mayor transparencia** -y como ocurre en el caso de la generación-, las plataformas deberán permitir el seguimiento del procedimiento de otorgamiento de los permisos (tramitación de la solicitud, subsanaciones, fase de análisis, etc) hasta que se produzca la formalización. Los gestores de la red tendrán un plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta circular para adaptar los contenidos de las plataformas web.

Convenios de resarcimiento

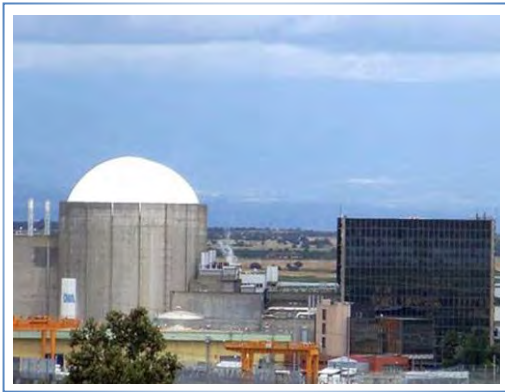
Con carácter general, la CNMC podrá aprobar, mediante resolución, de acuerdo con el artículo 18, **nuevas especificaciones de detalle o requerimientos para nuevos modelos de demanda que puedan surgir como desarrollo de las normativas estatales o comunitarias**, siempre que se justifique la necesidad de su inclusión por sus especiales características técnicas.

Por su parte, según la disposición transitoria quinta -convenios de resarcimiento-, los gestores de red que dispongan de posiciones de conexión en subestaciones o celdas de conexión de centros de transformación a los que estén conectados consumidores que no ocupen toda la capacidad deberán informar "fehacientemente", en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de esta circular, a los consumidores conectados a dichas posiciones que la infraestructura de conexión podrá ser utilizada en un futuro por un tercero y deberá ser cedida, en su caso, al distribuidor de la zona.

Esta circular, que entrará en vigor en el plazo de dos meses desde el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado (BOE) **desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero**, que regulaban la metodología y condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución en materia de demanda de energía eléctrica. Y dado que la CNMC ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

12.- La central nuclear de Almaraz se convierte en la instalación que más aporta al sistema eléctrico español.

elperiodicodelaenergia.com, 22 de enero de 2024.en



La central ha generado, el año pasado, el 7% de la demanda eléctrica anual.

La Central Nuclear de Almaraz ha generado una producción bruta entre sus dos unidades de **16.927 GWh** durante el año **2023**, lo que supone el 7% de la demanda eléctrica anual, equivalente al consumo de 4 millones de hogares españoles.

Esta planta tiene una producción de **energía eléctrica bruta acumulada** desde origen y hasta el **31 de diciembre de 2023 de 611.000 GWh**, lo que la convierte en "la instalación de mayor aportación al sistema eléctrico nacional", según los datos aportados por Centrales Nucleares Almaraz Trillo (CNAT).

Así, destaca que la producción de Almaraz en **2023** supone el tercer mejor dato histórico desde el inicio de su operación comercial en 1983 y ha **evitado la emisión de 5,5 millones de toneladas de CO2 a la atmósfera**.

Las inversiones en la nuclear de Almaraz

Además, durante el pasado año 2023 se han llevado a cabo **inversiones** en la Central de Almaraz por valor de **50 millones de euros**, para "la mejora de la seguridad personal y nuclear, cumplimiento de requisitos regulatorios", así como actualización y modernización de los equipos para "maximizar la fiabilidad de las plantas".

Recuerda demás CNAT que la Central de Almaraz genera **2.900 empleos**, entre directos, indirectos e inducidos, mientras que en los periodos de recarga se incorporan 1.200 trabajadores adicionales a la plantilla de esta planta cacereña.

Cabe recordar que en 2023 se realizó la recarga de combustible número 29 de la Unidad 1 de la Central de Almaraz, que permitieron alcanzar "los objetivos marcados en duración, seguridad nuclear, protección radiológica y calidad en la ejecución de los trabajos".

Una recarga que fue "la de menor dosis colectiva en la historia de la planta", señala CNAT, que destaca además que durante 2023 no se ha registrado ningún accidente con baja en la central de Almaraz, por lo que a fecha hoy se alcanzan "más de 480 días sin accidentes con baja".

13.- El sector del autoconsumo advierte de “intrusismo” y mala calidad en instalaciones por el “boom” de los últimos años.

20minutos.es, 22 de enero de 2024.

La central ha generado, el año pasado, el 7% de la demanda eléctrica anual.

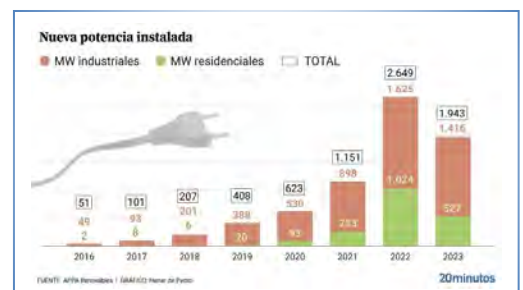
- Por primera vez, cayó el ritmo de instalaciones, 113.000 menos que en 2022 y 700 MW menos de potencia.
- El autoconsumo está "consolidado" y en 2023 cubrió el 3% de la demanda, pero "desperdió" electricidad por 131 millones.
- Las ayudas al autoconsumo llegan a su fin entre el éxito de "normalizar" las placas en los tejados y el retraso para llegar al usuario.

En 2023, el autoconsumo volvió de las cotas extraordinariamente altas en la que le situó la crisis energética en 2022 a una senda más moderada, que si se excluye el “boom” de hace dos años, sigue la senda ascendente desde que hay datos. El años pasado fue el primero de la serie histórica con menos nuevas instalaciones – 113.000 menos que en 2022- y menos nueva potencia instalada que el año anterior -700 megavatios menos- y en el que empezaron a aflorar algunos efectos del enorme crecimiento que tuvo el sector durante la crisis de precios de la energía, cuando industria y hogares buscaban ahorrar en la factura de la luz instalando placas solares: la deficiente calidad de algunas instalaciones y el "intrusismo" en una actividad que tuvo que crecer a marchas forzadas y en el que ahora horparece volverse a instalar en la normalidad.



La calidad de algunas instalaciones y el "intrusismo" en el sector es una de las cuatro "preocupaciones" que deja el autoconsumo en 2023, debido a un incremento excepcional de la actividad en 2022 que obligó a muchas empresas -el ámbito de la electricidad, por ejemplo- a adaptarse a la demanda de autoconsumo, con trabajadores que no estaban adecuadamente formados. APPA Renovables, la principal asociación del sector, no quiere hablar de "burbuja" del autoconsumo en 2022, porque afirma que continuó la inversión, pero reconoce que se puede hablar de "boom", que llevó a que algunas instalaciones "no se hicieran de la mejor forma posible", explica el presidente de APPA Autoconsumo, Jon Macías.

De momento, no hay datos sobre el empleo en el sector autoconsumo en 2023 y los últimos disponibles son los de 2022 cuando, en línea con la explosión del autoconsumo, experimentó un notable crecimiento, con más del doble de empleos creados que en 2021. Con la desaceleración de 2023, el sector asume que los datos de empleo también se resentirán, porque en 2022 hubo empresas que también contrataron más para poder atender la demanda que después se ha relajado o por las operaciones de concentración, de absorción de unas empresas por otras que ya se están registrando.



Menos instalaciones nuevas que en 2022

APPA Renovables ha presentado este lunes el Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico de 2023 que, como se esperaba desde hace meses, constata una caída en instalaciones y en potencia instalada con respecto a 2022. Según datos facilitados por sus empresas socias de los ámbitos de fabricación, distribución e instalación de placas solares y otros componentes clave, el año pasado hubo **127.304 nuevas instalaciones de autoconsumo, un caída de 113.000** instalaciones menos que el año anterior que APPA explica por la paulatina **desaparición de las ayudas** europeas, el encarecimiento de los tipos de interés y la moderación de los precios de la electricidad.

En 2022, en plena crisis de los precios de la energía, aparecieron en España 240.344 nuevas instalaciones, casi 174.000 más que el año anterior y fulminando una progresión que en el año de mayor crecimiento -entre 2020 y 2021- no había llegado a 40.000 nuevas instalaciones anuales. El año pasado, **el ritmo volvió a normalizarse**, con muchas menos instalaciones de autoconsumo que en 2022 -113.040- pero casi el doble que en 2021, en un comportamiento que la sección de Autoconsumo de APPA **relaciona más con el "crecimiento desmesurado" de 2022** que con un cambio de tendencia.

El **autoconsumo residencial** siguió siendo más numeroso que el industrial, aunque en potencia instalada, fue al revés, porque las instalaciones en los tejados son mucho más pequeñas que las que se ponen en **recintos industriales**. De las 127.304 nuevas instalaciones en 2023, 111.795 fueron en viviendas -105.453 menos que en 2022 y 58.125 más que en 2021- y hubo 15.509 nuevas instalaciones industriales -7.587 menos que en 2022 y 2.742 que en 2021-. En cifras acumuladas, en estos momentos hay en España 480.000 instalaciones de autoconsumo, 410.000 de tipo residencial y 70.000 industrial.

El **tamaño de las instalaciones en viviendas fue en 2023 similar al de 2022**, de 4,7 kilovatios, con un coste medio de 7.085 euros. Los ahorros en la tarifa de la luz que provocaron equivalen a un 14% de esa inversión, que APPA calcula que se habría tardado siete años en recuperar. En el campo industrial, la instalación media fue de 91 kilovatios, **un 30% más** que los 70kw en 2022 y un coste medio de 69.000 euros.

3% de la demanda y electricidad desperdiciada

En relación con la potencia instalada, en 2023 hubo 1,9 gigavatios nuevos -2,6GW en 2022 y 1,1 en 2021-, que en conjunto lograron que la producción anual de **electricidad con autoconsumo llegara en 2023 a 7,2 GWh**, un 59% más que en 2022 y que para APPA pone al alcance la meta de 19 GW en 2030 que busca el Gobierno.

Gracias a ello, el autoconsumo fue capaz de **cubrir el 3% de la demanda nacional en 2023**, un 1,2% más que en 2022 y continuando con la tendencia al alza desde que hay datos. Con los 7,1GW instalados en estos momentos, APPA subraya que la generación eléctrica con autoconsumo **supera la generación en centrales nucleares**. Como diferencia, esta segunda está disponible de forma regular a lo largo de todo el día, mientras que el autoconsumo, como toda la fotovoltaica y también la eólica, solo lo están en determinadas circunstancias -que haga sol, en este caso-.

Cobertura de la demanda eléctrica nacional con autoconsumo.



Para utilizar todo el potencial del autoconsumo como generador de electricidad que cubra parte de la demanda es necesario desarrollo del almacenamiento, como las **baterías, que también cayeron en 2023** porque se instalaron 128 MWh de almacenamiento, un 69% menos que en 2022. Se le suma **otra "preocupación"** de APPA Renovables -junto con la regulación y la "baja demanda eléctrica-, que tiene que ver con la cantidad de electricidad generada con autoconsumo que **se desaprovecha** porque no se puede volcar a la red.

Según su informe anual, de los 7,1GW de electricidad que generó el autoconsumo en 2023, se desperdiciaron 1,6GW, es decir un 0,7% debido a "las barreras regulatorias y técnicas". "La energía aprovechada es el 82" del potencial, siendo desaprovechado el 18% restante: **131 millones de euros que estamos malgastando**", dice el informe.

14.- Iberdrola da un paso más en la puesta en marcha del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

madriddiario.es, 22 de enero de 2024.

La central ha generado, el año pasado, el 7% de la demanda eléctrica anual.

Iberdrola ha dado un paso más hacia la puesta en marcha del **Complejo Hidroeléctrico del Tâmega** al conectar con éxito a la red eléctrica una de las dos turbinas de la **Central Hidroeléctrica del Alto Tâmega**, la última de las turbinas del Complejo en entrar en funcionamiento.

El Complejo Hidroeléctrico de Tâmega está formado por tres centrales: la Central Hidroeléctrica de Alto Tâmega, con una capacidad instalada de 160 MW, la Central de Almacenamiento por Bombeo de Gouvães (880 MW) y la Central de Daivões (118 MW), estas dos últimas en funcionamiento desde 2022.

La Central del Alto Tâmega está situada al pie de la Presa del Alto Tâmega, una gran presa de bóveda de doble curvatura, de 105 metros de altura, con 220.000 m³ de hormigón y 335 metros de longitud de coronación, que se ha convertido en la quinta más alta de Portugal.

Una vez conectada a la red la primera turbina, le seguirá la segunda, cuya conexión a la red está prevista para febrero de 2024. A finales de marzo de 2024, la central estará en operación comercial, con todo el Complejo Hidroeléctrico de Tâmega funcionando con una capacidad total instalada de 1.158 MW.

En un contexto en el que la capacidad de almacenamiento es clave para permitir un sistema eléctrico descarbonizado, maximizar la producción de energía renovable y garantizar su integración en el sistema, el Complejo Hidroeléctrico de Tâmega ha permitido aumentar en un 33 por ciento la capacidad de almacenamiento hidroeléctrico de Portugal. Este aumento de potencia representó un incremento de más del 60 por ciento en el volumen de energía almacenada por bombeo en 2023 en comparación con 2021, afirma Rafael Chacon Llorente, Director del Proyecto del Complejo.

Dado que el almacenamiento hidroeléctrico es actualmente la única tecnología capaz de almacenar electricidad de forma masiva y eficiente, este Complejo es capaz de aprovechar al máximo la energía generada por el viento y el sol, compensando los periodos en los que el sol no brilla y el viento no hace girar las palas de los aerogeneradores.

Portugal obtiene más del 60 por ciento de su electricidad de fuentes renovables, con el objetivo de alcanzar el 85 por ciento en 2030. Con el crecimiento de las renovables, cada vez más, cuando el sol brilla y el viento es fuerte, la producción de las centrales eólicas y solares supera las necesidades del sistema, que, al no poder ser consumida ni gestionada por el sistema, se perdería si no se almacenara bombeando agua, sobre todo en el embalse de Gouvães, y pudiera turbinarse para producir energía cuando el sistema la necesitara.

El Complejo Hidroeléctrico de Tâmega es una de las mayores iniciativas energéticas de la historia de Portugal, con una inversión total de más de 1.500 millones de euros y una capacidad instalada de 1.158 MW y una reserva de energía de 40 millones de kWh, equivalente a la energía consumida por 11 millones de personas durante 24 horas en sus hogares.

15.- La energía nuclear gana apoyo en todo el mundo pero los números dicen lo contrario.

elperiodicodelaenergia.com, 23 de enero de 2024.

Mientras en la COP28 22 países firmaron la Iniciativa Nuclear Cero Neto, en 2023 se registró una pérdida neta de 1,7 gigavatios (GW) de capacidad y sólo se inició la construcción de seis reactores, cinco de ellos en China.



En diciembre, en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP28) celebrada en Dubai (Emiratos Árabes Unidos), 22 países firmaron la Iniciativa Nuclear Neto Cero, comprometiéndose colectivamente a triplicar su capacidad de energía nuclear para 2050. Los países firmantes fueron Bulgaria, Canadá, República Checa, Finlandia, Francia, Ghana, Hungría, Japón, República de Corea, Moldavia, Mongolia, Marruecos, Países Bajos, Polonia, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, Suecia, Ucrania, EAU, Reino Unido y EEUU.

Según datos del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), actualmente hay 277 reactores nucleares en funcionamiento o en construcción en los 22 países, que suman casi 270 GW de capacidad eléctrica neta combinada. Triplicar esa capacidad en los próximos 26 años no será fácil.

Entre los firmantes faltan China y Rusia. Sin embargo, estos dos países no necesitan firmar un pacto para demostrar que creen firmemente en la energía nuclear. Según el **OIEA**, China es el primer país del mundo con 22 reactores en construcción. Mientras tanto, Rusia, que tiene tres unidades en construcción, domina la escena de la exportación. El *World Nuclear Industry Status Report 2023*, una publicación de **Mycle Schneider Consulting Project** publicada en diciembre, dice que Rusia está construyendo 19 unidades en otros países, incluidas 4 en China. China también está ansiosa por exportar su propia tecnología nuclear a Argentina y Pakistan, entre otros países.

“La demanda de energía nuclear está aumentando en todo el mundo porque es limpia, fiable y asequible. Mientras me reúno con los líderes mundiales del clima esta semana en Dubai con motivo de la COP28, “me alienta ver que este impulso se refleja claramente en el diálogo que está teniendo lugar”, declaró **Maria Korsnick**, presidenta y consejera delegada del **Nuclear Energy Institute (NEI)**, en un comunicado. A medida que los países se esfuerzan por alcanzar los objetivos establecidos en la Iniciativa Nuclear Neto Cero, los participantes de la industria se benefician enormemente.

“No se puede exagerar la importancia de la Declaración Ministerial. Los países que apoyan esta declaración están asumiendo un compromiso decidido, situando la energía nuclear en el centro de sus estrategias de mitigación del cambio climático. Su visión es la de una combinación energética sostenible, rentable, segura y equitativa”, afirmó en un comunicado **Sama Bilbao y León**, directora general de la **Asociación Nuclear Mundial**.

“Si podemos alcanzar colectivamente este ambicioso objetivo, triplicando la capacidad nuclear, tendremos el poder de cumplir la promesa de la energía nuclear: descarbonizar economías enteras y suministrar electricidad limpia a todos los rincones del planeta”.

“El compromiso asumido hoy nos sitúa en el camino hacia una transición energética sostenible y justa, pero hacerlo realidad requiere acciones audaces y oportunas por parte de los gobiernos, los inversores y la industria. Juntos podemos conseguirlo, y estoy deseando continuar las conversaciones que nos mantendrán comprometidos con este trabajo hacia un futuro de energía limpia”, concluyó Korsnick.

Baches en el camino

Aunque, en opinión de Schneider, hay muchas razones para ser optimistas sobre el futuro de la energía nuclear, aún quedan obstáculos por superar, sobre todo en lo que se refiere a la seguridad de costes y plazos. Un proyecto pionero que parecía prometedor murió en noviembre. **Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS)** y **NuScale Power Corp.** acordaron poner fin al Carbon Free Power Project (CFPP), un proyecto de pequeño reactor modular (SMR) cuya construcción estaba prevista en terrenos del **Laboratorio Nacional de Idaho (INL)**.

“A pesar del revés que ha supuesto la reciente cancelación del proyecto de NuScale Power, los SMR siguen siendo una opción viable, sobre todo si existe la oportunidad de ampliar la fabricación de estas instalaciones”, declaró Ozkan, de **Enverus**, aunque también reconoció que la energía nuclear suscita una gran inquietud entre la opinión pública, aunque su economía y escalabilidad tengan sentido.

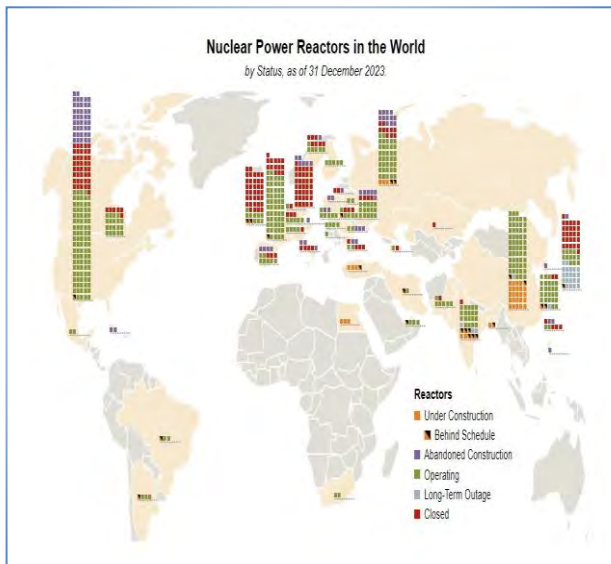
Tras la rescisión de CFPP, NuScale Power se apresuró a señalar que las previsiones de costes de capital no habían aumentado “entre las estimaciones de Clase 3 y las actuales de Clase 2” ajustadas a la inflación, y que el coste de la tecnología SMR de la empresa también se había mantenido estable. Sin embargo, algunos observadores del sector han sugerido que los costes eran sencillamente demasiado elevados para los abonados.

En su informe, Mycle Schneider afirma que las estimaciones de costes se habían disparado hasta los 9.300 millones de dólares para el proyecto de seis módulos de 462 MW. “A pesar de las cuantiosas subvenciones federales, estimadas en más de 4.000 millones de dólares, el coste previsto de la electricidad parecía demasiado elevado para la mayoría de los municipios candidatos”, dice el informe.

No obstante, es poco probable que el revés de la CFPP sea la sentencia de muerte para los proyectos nucleares avanzados. NuScale tiene acuerdos prometedores con otras empresas y países, y otros proveedores de microrreactores y SMR también tienen proyectos en cola.

En Canadá, por ejemplo, **Ontario Power Generation (OPG)** planea añadir hasta cuatro unidades SMR BWRX-300 de GE-Hitachi (GEH) -con una capacidad de 300 MW cada una- a su central de Darlington. Además, una colaboración entre **GEH, OPG, Orlen Synthos Green Energy** y la **Tennessee Valley Authority** podría dar lugar a la construcción de docenas de unidades BWRX-300 en Polonia y EEUU. Mientras tanto, otras empresas como **X-energy, TerraPower, Westinghouse, Ultra Safe Nuclear Corp.** y **Oklo** tienen proyectos en diversos estados de desarrollo. El sector está muy interesado en que todos ellos se lleven a cabo con éxito.

Los números hablan de retroceso



Hasta aquí el análisis más o menos optimista de la industria recogido en el último informe WNISR. Pero según los números, la energía nuclear retrocedió el año pasado: hubo cinco puestas en marcha de reactores y cinco cierres permanentes en 2023 con una pérdida neta de 1,7 gigavatios (GW) de capacidad. En 2023 solo se iniciaron seis construcciones de reactores, cinco de ellos en China.

Debido al envejecimiento de la flota de reactores, la **Agencia Internacional de Energía Atómica (OIEA)** prevé el cierre de 10 reactores (10 GW) al año entre 2018 y 2050. Por lo tanto, la industria necesitaría un promedio anual de 10 inicios de construcción de reactores y 10 puestas en marcha de reactores (conexiones a la red), sólo para mantener su producción actual. Pero durante la última década (2014-23), los inicios de construcción han promediado 6,1 y los arranques de reactores han promediado 6,7.

El número de reactores de potencia en funcionamiento oscila entre 407 y 413, según la definición de operatividad, muy por debajo del máximo de 438 registrado en 2002.

La participación de la energía nuclear en la generación eléctrica mundial ha caído al 9,2 por ciento, su participación más baja en cuatro décadas y poco más de la mitad de su máximo del 17,5 por ciento en 1996.

Durante dos décadas transcurridas entre 2004 y 2023, hubo 102 puestas en marcha de reactores de potencia y 104 cierres en todo el mundo: 49 puestas en marcha en China sin cierres; y una disminución neta de 51 reactores en el resto del mundo.

En China, se iniciaron cinco construcciones de reactores en 2023 y solo se puso en marcha un reactor. Dicho de otra manera, en 2023 solo se inició la construcción de un reactor fuera de China. Hasta aquí el revuelo sobre un nuevo renacimiento nuclear.

16.- Iberdrola instalará seis nuevas baterías de almacenamiento en España.

valenciaplaza.com, 23 de enero de 2024.



Iberdrola instalará en España seis sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) con una potencia conjunta de 150 megavatios (MW), según ha informado este martes la compañía, que ha precisado que cada batería contará con 25 MW de potencia y una capacidad de 50 megavatios por hora (MWh) y contarán con 37,5 millones de euros de financiación. **Los proyectos se construirán en Castilla y León, Extremadura, Castilla-La Mancha y Andalucía y han sido reconocidos como Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (Perte)**, en su división de energías renovables, hidrógeno verde y almacenamiento (ERHA).

Cada proyecto generará más de 100 empleos verdes, incluyendo las fases de construcción y explotación, según ha destacado la compañía que preside Ignacio Sánchez Galán. Para Iberdrola, las baterías de almacenamiento suponen una solución innovadora para la integración de las energías renovables en el sistema y permiten maximizar el uso de energía limpia, regulando la frecuencia de red en un milisegundo y proporcionando una capacidad de respaldo en los periodos de mayor consumo.

Las baterías contarán con tecnología Ion-Litio, la más extendida en la actualidad por su relación entre prestaciones, madurez tecnológica y coste. Estos sistemas se instalarán como tecnología hibridada junto con fuentes renovables de energía, en este caso con la solar, por lo que la planta fotovoltaica y la batería compartirán el mismo punto de conexión.

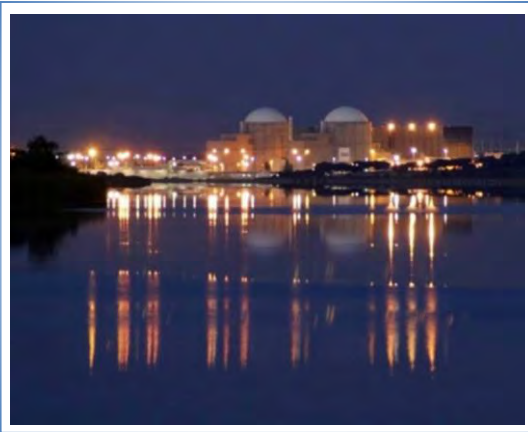
Según ha explicado Iberdrola en un comunicado, en Castilla y León se instalará una batería en Revilla Vallejera (Burgos), donde la compañía finalizó en 2023 su primera planta híbrida eólica y solar de España. Extremadura, por su parte, tendrá dos nuevas baterías, concretamente en la provincia de Cáceres, donde se ubican las plantas fotovoltaicas Campo Arañuelo I y II. **En Castilla-La Mancha, en los municipios de Valverdejo, Alarcón y Olmedilla de Alarcón (Cuenca)**, donde Iberdrola cuenta con parques solares, se instalarán dos baterías. La sexta batería se construirá en Huelva, en el municipio de Puebla de Guzmán, donde Iberdrola cuenta con la planta fotovoltaica de Andévalo.

"Los sistemas de almacenamiento son clave para abordar el reto de la transición energética y están llamados a convertirse en un elemento esencial en el sistema eléctrico al permitir mejorar la calidad del suministro eléctrico, asegurar la estabilidad y fiabilidad de la red e integrar y aprovechar la energía generada por fuentes renovables", subraya Iberdrola. La compañía mantiene su apuesta por el almacenamiento a través de la tecnología hidroeléctrica de bombeo, donde cuenta con una potencia de más de 4.000 MW instalados en proyectos como Cortes-La Muela (Valencia) o Tâmega (Portugal), que con una capacidad instalada de 1.158 MW es la mayor instalación de estas características en Europa.

17.- Las eléctricas piden a Ribera replantearse el calendario de cierre de las centrales nucleares.

elperiodicodelaenergia.com, 23 de enero de 2024.

El Gobierno quiere elevar a 11,14 euros/MWh la “tasa Enresa” con la que los titulares de las centrales nucleares sufragan la gestión de los residuos radiactivos.



El presidente del Foro Nuclear, Ignacio Araluce, se ha mostrado en contra de aumentar un 40% la “tasa Enresa”, como ha propuesto el Gobierno, y ha pedido al Ejecutivo que se replantee el calendario de cierre de las centrales nucleares, pactado con sus titulares entre 2027 y 2035.

El Gobierno quiere elevar a 11,14 euros/MWh la llamada ‘tasa Enresa’ con la que los titulares de las centrales nucleares sufragan la gestión de los residuos radiactivos que lleva a cabo la empresa pública. Esta cuantía supone un 40% más que la fijada en la actualidad, y que se sitúa en 7,98 euros/MWh. La entrada en vigor de esta nueva tarifa sería a partir del 1 de julio de 2024.

Así consta en el proyecto de **Real Decreto** por el que se modifica la tarifa fija unitaria relativa a la prestación patrimonial de carácter público no tributario mediante la que se financia el servicio de la empresa nacional de residuos radiactivos (Enresa) a las centrales nucleares en explotación.

Araluce ha explicado en un encuentro con los medios, que han solicitado la información económico-financiera a Enresa con la que apoya esta subida de un 40% y pedido una ampliación del plazo para hacer alegaciones al Real Decreto, que se encuentra en fase de consulta pública desde el pasado 13 de enero y, en principio, hasta el próximo 2 de febrero.

En el proyecto de Real Decreto, el Ejecutivo argumenta que durante la tramitación **del 7º Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR)** se pusieron de manifiesto “las dificultades” para lograr el necesario grado de consenso social, político e institucional para construir el Almacén Temporal Centralizado (ATC) previsto en el 6º PGRR y que iba a ubicarse en la localidad conquense de Villar de Cañas.

Por este motivo, el 7º PGRR, aprobado el pasado mes de diciembre, descarta esta opción y se opta por la construcción de **Almacenes Temporales Descentralizados (ATD)** en cada una de las instalaciones atómicas y la construcción posterior de un Almacén Geológico Profundo (AGP), lo que incrementa el coste de la financiación de la gestión de los residuos. En total, el plan prevé unos costes futuros de 20.220 millones de euros a sufragar, de acuerdo con el principio de “quien contamina, paga”, con el fondo para la financiación del PGRR, que está dotado con las aportaciones económicas de los titulares de las instalaciones nucleares.

Además, el Ejecutivo añade que los cálculos de financiación también han variado por la inflación real de los años 2021 a 2023, “claramente superiores” a los que se calcularon en 2019.

Araluce lamenta que el Ejecutivo ha redactado el Real Decreto sin tener previamente ninguna comunicación con el sector y rechaza que el sector tenga que sufragar el sobrecoste que supone un cambio del modelo de gestión de residuos nucleares por falta de consenso social e institucional. Tampoco entiende que el Ejecutivo aplique la inflación de estos últimos años, que afecta a materias primas, a la construcción de contenedores o al hormigonado.

El presidente del Foro Nuclear señala que las titulares de las centrales ya destinan cada año 450 millones de euros al Fondo Enresa para la gestión de residuos y critica que actualmente ese fondo “es menor” que el año pasado porque supone que han cambiado los criterios de inversión. “¿Por qué voy a tener que pagar yo esa gestión?”, se pregunta.

Además, asegura que los “extracostes” del 7º PGRR podrían cubrirse si las centrales operaran cuatro a cinco años más porque aportan cada año 450 millones al fondo Enresa, y el sobrecoste asciende a unos 2.000 millones de euros. A su juicio, el coste de gestionar los residuos adicionales por extender la vida de las centrales sería mucho menos que esos 450 millones de euros.

El cierre de las centrales nucleares

Además, ha asegurado que las siete unidades que operan en España pueden funcionar hasta 60 años. En este sentido, ha señalado que cuando el Ejecutivo y el sector nuclear firmaron un acuerdo para el cierre ordenado de las centrales, entre 2027 y 2035, la idea por parte del sector no era el cierre sino la continuidad porque en ese momento había partidos políticos que reclamaban una clausura inmediata.

Igualmente, añade que desde 2019 han pasado muchas cosas que hacen que deba replantearse esa decisión, como la pandemia, problemas con las materias primas o la guerra de Ucrania y la correspondiente crisis energética. “Los países con energía nuclear han decidido seguir alargando la vida de sus centrales y construir nuevas”, ha dicho para añadir que países que no tenían hasta ahora energía nuclear también han decidido emplearla.

Por ello, **insiste que hay que replantearse el cierre y que lo que al sector le gustaría es llegar a un acuerdo con el Ejecutivo, sentarse con el Gobierno y hablar del futuro.** No obstante, según ha apuntado, no se ha producido una petición formal de encuentro en estos últimos tiempos.

Los siete reactores nucleares españoles en operación generaron en 2023 el 20,34% de la electricidad consumida -54.275,01 GWh- y, según el sector, han conseguido evitar unos 20 millones de toneladas de CO2. A juicio de la industria nuclear, estas cifras reflejan el “esencial” papel de esta energía tanto en el proceso de descarbonización como en la estabilidad del sistema.

18.- El Gobierno se reunirá con el sector energético para dar un impulso “ordenado” a las renovables.

laprovincia.es, 23 de enero de 2024.

Teresa Ribera quiere identificar en una consulta las “mejores prácticas” para que los proyectos beneficien a los territorios.



La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, **Teresa Ribera**, ha anunciado que el Gobierno activará **un proceso de consulta con todos los actores del sector energético** para llevar a cabo **un despliegue “ordenado”** de las **energías renovables** que repercuta en **beneficio** de los territorios.

En concreto, la idea es impulsar los objetivos de generación renovable hasta un 81% para 2030, **acorde con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec)**, cuya actualización **Ribera** confía en tener aprobado en los **“próximos meses”**.

Este es uno de los anuncios que la vicepresidenta ha hecho durante su comparecencia en el **Congreso** para detallar las líneas generales de su departamento en esta legislatura.

En su opinión, **el impulso a las renovables requiere de una visión “ordenada y justa”**, de modo que se vele porque en el territorio las cosas “se hagan bien” y estas renovables aseguren una “adecuada redistribución de los beneficios”.

Por eso, el Ejecutivo planea reunirse con los diferentes actores implicados en la industria para **identificar las mejores “prácticas y cautelas”** para conciliar los distintos objetivos en un despliegue “ordenado” de energías renovables. Así, se combinaría la zonificación y acceso a beneficios por parte de los territorios con mejoras y capacidad de gestión de la integración renovable.

Y es que, Teresa Ribera ha remarcado que **en el año 2023, por primera vez, el 50% de la generación de electricidad procedía de fuentes renovables**. “Evidentemente es el primer año. No será el último, sino todo lo contrario. Será cada vez más frecuente y en un porcentaje mayor”, ha vaticinado la vicepresidenta-

En este auge de las renovables, la **energía eólica** lideró el mix de generación, mientras que el carbón cayó a mínimos históricos. De su lado, la fotovoltaica está “a punto” de alcanzar la generación procedente de ciclos combinados.

“**Somos el segundo país en Europa en energía eólica y el octavo en capacidad renovable a nivel mundial**”, ha explicado Teresa Ribera, que ha asegurado que la transición energética está “firmemente arraigada en España por tener una regulación “bien definida” y un conjunto “fantástico” de condiciones, ventajas geográficas, en términos de infraestructura y habilidades profesionales y corporativas.

Asimismo, ha destacado que el año pasado concluyó también con **los precios mas bajos en el mercado eléctrico en comparación con el resto de los países vecinos, a excepción de los países nórdicos**.

Pero no es el único desafío que el Ministerio se ha puesto en la legislatura. La ministra ha asegurado que también se pretende **activar la energía eólica marina**, que cuenta con una ordenación del espacio marítimo que identifica cuáles son las zonas que pueden resultar más adecuadas “**Falta ahora culminar la regulación garantista** y activar las palancas necesarias para desarrollar esta tecnología”, ha señalado Teresa Ribera.

Sumado a esto, la vicepresidenta ha recordado que el Gobierno también pretende **recuperar la Comisión Nacional de Energía (CNE) como herramienta “fundamental”** para reforzar la transición energética y acompañar a los consumidores que más lo necesitan en sus hogares o en su movilidad.

19.- El macroproyecto de renovables de Endesa para el Nudo de Andorra será admitido a trámite en febrero.

diariodeteruel.es, 25 de enero de 2024.

La publicación en el BOE activará todo el proceso de información pública.



La Subdelegación del Gobierno de España en Teruel admitirá a trámite en febrero el macroproyecto de energías renovables de Endesa que verterá en el Nudo Mudéjar de Andorra, por lo que está previsto también que la inversión salga el mes que viene a información pública mediante el Boletín Oficial del Estado (BOE).

Con este trámite, se activará la maquinaria administrativa del proyecto energético más grande que ha tramitado nunca el Gobierno en la provincia de Teruel, y el primero que tiene lugar en el país después de que un promotor se adjudicara un concurso público que, además de la calidad técnica, ha tenido en cuenta por primera vez cuestiones socioeconómicas para recuperar el

empleo perdido con el cierre de una central energética, en este caso la térmica de Andorra.

A través de la publicación en el BOE y en la web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), se activarán la solicitud del estudio de impacto ambiental y la solicitud administrativa previa del proyecto, de 1.843,6 megavatios (MW). Comprende la hibridación de siete centrales fotovoltaicas y otras tantas eólicas, además de baterías para almacenar energía y no dejar nunca desprovisto el Nudo Mudéjar, cuyos 1.202 MW disponibles tras el cierre de la planta termoeléctrica fueron adjudicados a Endesa definitivamente en agosto de 2023. A partir de ahí, la empresa tiene seis años para materializar una inversión de 1.800 millones de euros, 300 más de lo previsto a finales de 2022 por la eléctrica.

Las entidades y particulares que se consideren afectados tendrán 30 días hábiles a partir del día siguiente a la publicación en el BOE para formalizar sus alegaciones. Así lo detalló ayer el secretario general de la Subdelegación del Gobierno en Teruel, Enrique Gómez, que asistió ayer en Andorra a la presentación de la nueva convocatoria de ayudas Miner y miniminer destinadas a empresas junto al subdirector general de Estrategia y Planificación del Instituto para la Transición Justa, Francisco Tovar.

En busca de la DIA favorable

Con toda la información, el Miteco formulará la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) que moldeará el proyecto definitivo de la compañía eléctrica.

Gómez evitó dar un plazo estimatorio para que el Ejecutivo central pueda dar luz verde al proyecto. No obstante, aseguró que “por parte del Miteco y la Subdelegación del Gobierno se pondrá toda la voluntad y fuerza que sean necesarios” para agilizar los trámites administrativos para la consecución de un proyecto clave para el sistema energético nacional, del que además depende el apartado más industrial del plan de acompañamiento socioeconómico de Endesa.

El director general de Endesa en Aragón, Ignacio Montaner, manifestó el pasado viernes, durante la voladura de la tercera y última caldera de la antigua central térmica propiedad de la compañía, que “firmaría para que en verano de 2025 pudiéramos estar trabajando con los 14 proyectos”, en referencia a las obras.

El conglomerado renovable se presentó a mediados de 2023 ante el Miteco, explicó Montaner, quien precisamente confiaba que en febrero se sometiera a información pública, lo cual supondrá “un hito muy importante que dará visibilidad a la iniciativa”.

A partir de entonces, Montaner pidió que la implicación que están mostrando el Miteco y el Gobierno de Aragón –que ha declarado de Interés Autonómico la inversión para agilizar plazos– “sea si cabe todavía mayor para una rápida tramitación de este proyecto y que los trabajos se puedan empezar a la mayor brevedad”.

El responsable reconoció que “el proceso se ha retrasado un poco”, tanto el concurso –finalizó en agosto de 2023, pese a que la adjudicación provisional fue en noviembre de 2022– como los proyectos”. Confió en superar cómodamente la DIA: “Los proyectos están muy trabajados, llevamos más de cuatro años haciendo estudios de avifauna” y “casi todos los acuerdos con los propietarios están firmados; estamos haciendo las cosas bien”.

El proyecto de Endesa incluye hibridación de tecnologías y el almacenamiento con dos plantas de baterías para aprovechar al máximo el rendimiento, ofrecer una mayor calidad y seguridad energética, y equilibrio en el servicio al producir el mayor número de horas posible. Es por ello que la capacidad instalada y la de evacuación varían en 640 MW. Las nuevas plantas renovables se ubicarán en Albalate, Híjar, Samper de Calanda, Castelnuovo, Andorra, Calanda, Alcañiz, La Puebla de Híjar, Jatiel, y Alcorisa.

A estos proyectos se une un electrolizador de 15 MW que permitirá gestionar los excedentes de energía renovable para la producción de hidrógeno verde que ayudará a descarbonizar industrias del entorno, la construcción de una fábrica de electrolizadores, y un compensador síncrono que permitirá verter esa energía renovable con mayor calidad favoreciendo el buen funcionamiento de la red eléctrica.

No busca inversores

Montaner aseguró que todo el capital lo pondrá Endesa porque no busca inversores para este proyecto en concreto –sí para otros–.

Junto con el plan socioeconómico, generará más de 6.300 empleos en total, de los que más de 370 serán directos y estables ligados al proyecto renovable. En total, serán 500 trabajos duraderos a partir de 2028 de la mano de los 30 socios del plan.

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

- 1.- España se situará a la cabeza de Europa en la producción de hidrógeno verde.
- 2.- España potencia la financiación pública para actuaciones sostenibles.
- 3.- Conectan a la red el mayor proyecto de almacenamiento solar de EEUU.
- 4.- Crean una mini batería nuclear de uso civil que dura 50 años.
- 5.- La Comunidad creará un 'clúster' con el sector energético para agilizar proyectos digitales.
- 6.- El hidrógeno verde y los biocombustibles crearán 1,7 millones de empleos en Europa hasta 2040.
- 7.- ¿Aceite usado de cocina para una aviación sostenible? España toma posición para liderar la producción de SAF.
- 8.- IA para la reproducción animal y biocombustibles de la vid: innovación que llega al campo.
- 9.- Baterías sin cobalto para impulsar coches eléctricos más limpios.

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**