

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.- Abu Dhabi y LaCaixa pactan un plan industrial y allanan la opa a Naturgy a la espera de cerrar precio de compra.

epe.es, 6 de junio de 2024.

Taqa y Critería cierran el acuerdo de socios para tomar el control de la energética y que contiene las líneas generales de un plan industrial para el grupo, pero aún negocian el valor de la oferta con los grandes fondos vendedores.



Los movimientos que desembocarán en el esperado terremoto accionarial en **Naturgy** van tomando forma. El grupo **Taqa**, controlado por el emirato de **Abu Dhabi**, y **Critería**, el brazo inversor de la **Fundación LaCaixa**, allanan el camino para lanzar una opa conjunta para tomar el control de Naturgy. La compañía abudabí y el holding inversor español han sellado el **acuerdo de socios que perfila la gobernanza futura en la energética y que contempla las líneas maestras de un plan industrial** de futuro para la energética.

Taqa y Critería -actualmente el mayor accionista de Naturgy con un 26,7%- ya han sellado un **memorando de entendimiento (MoU, por sus siglas en inglés)** que recoge una hoja de ruta primigenia sobre el futuro industrial y operativo de la compañía, que servirá para sentar las bases de momento de manera muy incipiente del **futuro plan estratégico de la energética a partir de 2026**, según confirman fuentes conocedoras del estado de la operación. Fuentes oficiales de CriteríaCaixa declinan hacer comentarios sobre la evolución de las conversaciones y sobre el resultado de las mismas.

El pacto entre socios, sellado hace ya casi dos semanas, también recoge cómo se desarrollará juego de pesos de poder en la futura Naturgy. El objetivo pasa por que haya un equilibrio entre ambos socios en la gobernanza del grupo, primera gasista y tercera mayor eléctrica española. El acuerdo no establece una participación fija para cada uno de los compradores, pero sí rangos de paquetes accionariales en función de los diferentes escenarios de la futura opa (esto es, en función de cuántos y quiénes sean los actuales accionistas que acudan a la oferta). **Critería y Taqa no contemplan en ningún caso crear un vehículo societario conjunto para lanzar la opa** por el 100% de la energética, sino que la presentarán la oferta de compra al mercado de manera conjunta pero como sociedades independientes.

El terremoto accionarial en Naturgy servirá para dar una salida a los fondos de inversión CVC y GIP, deseosos de desinvertir y desprenderse de sus participaciones en la compañía (de algo más del 20% cada uno). Y es precisamente **la falta de un acuerdo final con los vendedores sobre el precio de la oferta de compra el gran obstáculo para conseguir lanzar la operación**, transcurridos casi dos meses desde que se confirmó públicamente la existencia de las negociaciones.

Las **conversaciones con los fondos CVC y GIP para la adquisición** de sus participaciones en Naturgy (en total con un 41,3% del capital) se están alargando más de lo previsto, y diversas fuentes apuntan la dificultad de cerrar el precio de la operación. El mercado anticipaba que el precio de compra rondaría los 27 euros por acción, lo que implicaría valorar a la energética española en unos 26.200 millones.

Un precio que, si acaba confirmándose, se sitúa muy por encima de los 19 euros por título que pagaron tanto CVC como GIP para entrar en Naturgy hace más de un lustro y que también es superior al

entorno de entre 24 y 25 euros en que se sitúa la energética actualmente en bolsa, con cerca de 2.000 millones más que la capitalización actual del grupo comandado por **Francisco Reynés**.

La sacudida accionarial en marcha implicará la salida de los fondos CVC y GIP y también se da por hecho que a la opa acudirá una parte importante de los accionistas minoritarios que acumulan en conjunto un 13% de la compañía. La gran duda es si optarán por acudir a la opa el fondo australiano IFM (que controla un 15% y que no participa en las negociaciones en marcha) y el grupo gasista argelino Sonatrach (con un 4,1%) y cuya decisión condicionará el peso final del nuevo núcleo duro de Naturgy.

‘Ok’ del Gobierno con condiciones

La operación deberá contar con la autorización expresa del Gobierno, que en virtud del ‘escudo antiopas’ tiene la potestad de decidir sobre la compra por parte de inversores extranjeros de participaciones superiores al 10% en empresas de sectores que se consideran estratégicos para el país. El energético es uno de ellos. **Los planes del Gobierno pasan por respaldar la operación, pero imponiendo condiciones** y exigiendo compromisos a los nuevos dueños para autorizarla.

Varios ministros han llegado a expresar públicamente en las últimas semanas ciertos recelos hacia la entrada de Emiratos en el capital de una de las grandes energéticas del país. Pero **el Ejecutivo está dispuesto a apoyar la operación de Abu Dabi si es pactada con CriteríaCaixa**, que se convertiría en garante de la españolidad de la empresa y de los intereses estratégicos nacionales, y si contempla un plan industrial a largo plazo.

La participación en la operación de **LaCaixa se ve como aval imprescindible para el ‘ok’ gubernamental**. Los planes de Critería y la abudabí Taqa pasan por poner en marcha una operación coordinada para acabar lanzando una oferta de compra por el 100% de las acciones de Naturgy y sellar un acuerdo de socios para gestionar la energética de la manera conjunta. La intención inicial del Gobierno, a la espera de conocer todos los detalles del acuerdo de opa conjunta de Taqa y Critería, pasa por imponer a Abu Dabi **las mismas condiciones que ya estableció en 2021 para autorizar el desembarco del fondo australiano IFM** en la energética, lo que implica exigir garantías de mantenimiento de empleo y de inversiones en España, según apuntan fuentes gubernamentales.

Y es que **Moncloa ya utilizó el ‘escudo antiopas’ en Naturgy e impuso hace tres años compromisos a IFM** para aprobar su opa parcial con la que buscaba tomar un 23% del capital (una operación que fracasó sólo consiguió comprar en torno a un 10%, pero luego el fondo ha ido adquiriendo pequeños paquetes en el mercado hasta controlar actualmente un 15% de la energética española).

El Consejo de Ministros exigió a IFM compromisos para apoyar el mantenimiento de la sede en Naturgy en España; para garantizar el mantenimiento de una parte significativa de la plantilla en España; para respaldar inversiones en proyectos vinculados a la transición energética en España; para rechazar desinversiones en las filiales de la energética de redes eléctricas y de gas natural (incluido el gasoducto con Argelia); para impulsar una política de dividendos prudentes que garantice poder ejecutar las inversiones verdes necesarias y una estrategia de endeudamiento que permita mantener la calificación crediticia de grado de inversión; así como para rechazar la exclusión de la compañía en la bolsa española.

“Naturgy cuenta con infraestructuras críticas en el aprovisionamiento y distribución de gas natural y realiza actividades reguladas en energía y gas, por lo que la autorización de la operación está sometida a condiciones”, explicó Moncloa en agosto de 2021 sobre el ‘ok’ condicionado a IFM. “Las condiciones fijadas tienen como objetivo proteger el interés público a través del mantenimiento de la sede y la actividad en España, la garantía de una gestión financiera prudente, el apoyo a las inversiones fundamentales para la transición energética y el mantenimiento de la negociación en bolsa y las obligaciones de transparencia asociadas”, justificó el Ejecutivo.

2.- Las eléctricas aceleran en España la revolución de las “macroplantas” que unen molinos y placas solares.

epe.es, 4 de junio de 2024.

Grupos como Iberdrola, Endesa, Naturgy o Acciona expresan sus puntos de conexión a la red eléctrica y sus terrenos mezclando varios tipos de renovables en una misma planta y acumulan proyectos de más de 17.600 MW, un 60% más en apenas seis meses.



Las **compañías eléctricas** se lanzan a exprimir sus plantas de **renovables**. Grandes grupos como **Iberdrola Endesa, Naturgy o Acciona** preparan decenas de proyectos en España mezclando varios tipos de energías renovables en una misma planta para aprovechar más los terrenos en que se ubican las instalaciones y para explotar al máximo los codiciados puntos de conexión a la red eléctrica (que se han convertido en uno de los cuellos de botella para **acelerar aún más el despliegue masivo de nuevas instalaciones verdes**).

España se prepara para el nuevo boom verde que supondrá la **hibridación**, que implica la combinación de varios tipos de energías verdes en una misma instalación. La hibridación que se va a convertir en la más habitual pasará por colocar paneles solares entre los aerogeneradores de los parques eólicos. Las estadísticas de **Red Eléctrica de España (REE)**, el gestor del sistema eléctrico, muestran una avalancha creciente y cada vez más acelerada de peticiones de los permisos necesarios para desarrollar estas ‘macroplantas’ que mezclarán molinos y paneles solares

REE acumula ya solicitudes de hibridación con una potencia conjunta de 17.600 megavatios (MW), con un **fortísimo incremento del 60%** en relación a los 11.000 MW que se registraban hace solo seis meses y que demuestra el interés de las grandes eléctricas por sumarse a la nueva revolución en el sector.

Según los registros oficiales de REE a cierre de mayo, plantas renovables ya en funcionamiento (la mayoría eólicas) y con una potencia total de 11.000 MW han pedido autorización para combinarse con otra instalación verde. Y también reflejan que instalaciones de otros 5.100 MW ya tienen el permiso de acceso a la red, pero aún no están en marcha, y otros 1.500 MW en proyecto y que ya han tramitado la petición para enchufarse a la red pero aún están a la espera de recibir el permiso.

Cambio estadístico

Unos registros que no dejan de acelerarse desde que hace unos meses REE empezó a reflejarlos de manera desagregada en sus estadísticas. Cuando una instalación se hibrida la tecnología deja de ser puramente eólica o solar y por eso durante un tiempo se esfumaron de las estadísticas decenas de plantas renovables en marcha, al no encajar en los apartados estadísticos utilizados hasta ahora, **como desveló EL PERIÓDICO DE ESPAÑA**. Ahora los registros sobre los procedimientos de acceso a la red incluyen apartados diferentes para plantas eólicas, para fotovoltaicas y para hibridaciones, y también han empezado a reflejar de manera separada los proyectos de almacenamiento con baterías y los de hidroeléctricas de bombeo.

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

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

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

3.- El Gobierno brinda a las eléctricas la oportunidad de invertir más en redes.

elperiodicodelaenergia.com, 5 de junio de 2024.

El Ministerio que dirige Teresa Ribera abre una consulta pública para modificar el actual límite a las inversiones en redes eléctricas, una reclamación de las compañías desde hace varios meses.



El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico **ha publicado una Consulta pública previa sobre la modificación del límite de inversiones en redes del sistema eléctrico nacional, tanto para distribución como para transporte.**

De esta manera, el Gobierno brinda a las grandes eléctricas y a Red Eléctrica la oportunidad de beneficiarse y así poder realizar mayores inversiones, tal y como venían denunciando los últimos meses.

El objetivo no es otro que modificar el actual sistema que establece un límite a las inversiones en redes eléctricas.

Así es la actual normativa

La actual normativa determina que el volumen anual de inversión de la red de distribución de energía eléctrica puesto en servicio un determinado año n con derecho a retribución a cargo del sistema el año $n+2$ no podrá superar al 0,13 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Gobierno para dicho año n . Más adelante establece las reglas para el establecimiento de la cuantía máxima para cada empresa, de manera proporcional a su cuota en el conjunto de la retribución de la actividad, así como las fórmulas para su concreta determinación.

En lo que se refiere a la actividad de transporte de electricidad, la norma contiene previsiones similares a las referidas para la actividad de distribución para los planes de inversión, estableciendo en este caso que el volumen anual de inversión de la red de transporte de energía eléctrica puesto en servicio en un determinado año no podrá superar el 0,065 por ciento del producto interior bruto de España previsto para el dicho año.

Las compañías se quejaban de que esa medida no podía continuar por distintas cuestiones entre las que destacaba que no podía ser que en un momento como el actual donde son necesarias mayores actuaciones en la red de electricidad no se permita realizar mayores inversiones. Otra de las cuestiones es que este límite estuviese ligado al PIB cuando las inversiones en redes no pueden estar pendientes o ligadas al ritmo de la economía.

Una situación distinta

La determinación del volumen de inversión en redes de transporte y distribución fue establecida en un contexto económico y energético distinto al actual.

La regulación establecida estaba determinada principalmente por la necesidad de contener los costes del sistema eléctrico en un momento en el que la prioridad era asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Ahora, una década después, el sector energético en general, y el eléctrico en particular, se encuentran inmersos en una transformación estructural, impulsando una transición energética. Y es por ello que son necesarias más inversiones en la red. Por ello el Gobierno ha decidido, después de muchas tiras y aflojas que se lance a consulta pública este cambio en la normativa del límite de inversiones en la red.

Y es que al Gobierno le preocupa que la modificación del límite o la eliminación del mismo pueda aumentar los peajes eléctricos que se pagan a través de la factura de la luz de los consumidores.

Bienvenida a la medida

Desde **aelēc**, la patronal de las grandes eléctricas que poseen la mayoría de la red de distribución, valoran positivamente el anuncio por parte del Ministerio para la Transición Ecológica de la apertura de una consulta pública sobre el límite de inversión en redes eléctricas.

“Consideramos que esta actualización del marco normativo de las inversiones del sector es una pieza clave aprovechar las oportunidades industriales y económicas que la transición energética representa para España, dados los requerimientos de electrificación de la demanda de energía. Consideramos positivo que se estudien los volúmenes de inversión en función de estas nuevas necesidades, como están haciendo países de nuestro entorno, como Francia, y que esta revisión se realice bajo la perspectiva de lograr un desarrollo eficiente de la red de transporte y distribución, priorizando el interés de los consumidores”, aseguran fuentes de la patronal eléctrica a El Periódico de la Energía.

Por su parte, el operador de la red de Transporte, Red Eléctrica también dio su opinión al respecto de esta consulta pública.

La presidenta de Redeia, **Beatriz Corredor**, ha considerado “muy positiva” la consulta pública previa lanzada este lunes por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) para abordar una modificación del límite a las inversiones en redes eléctricas, ya que contribuirá a alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

En su discurso ante la junta general de accionistas de la compañía, **Corredor indicó que “la adaptación, la modificación o la eliminación de este límite de inversión**, junto con algunas medidas que permitan acelerar las tramitaciones de los proyectos, va a contribuir a que se alcancen mejor los objetivos del **PNIEC**” a 2030.

Problemas con la retribución

Otras fuentes del sector señalan a este diario que modificar el límite o acabar con él no es sólo el actual problema que poseen los propietarios de las redes eléctricas. Sino que hay más cosas. “El problema fundamental no son los límites a la inversión”, dicen.

Si miramos los datos de los últimos años, las distribuidoras no están llegando al límite porque el esquema retributivo tiene serias deficiencias. Un ejemplo de ello es que la retribución se está aplicando con mucho retraso. Estamos en 2024 y todavía no está publicada la retribución del año 2020 que corresponde a las inversiones de 2018. Es decir que están adelantando dinero.

“No se sabe cuál va a ser la tasa de retribución del próximo periodo. tenemos un esquema retributivo enormemente complejo en el que el volumen de información que reclama la CNMC no tiene parangón con el de otros países, tenemos aprobadas las retribuciones del 17 al 19 pero están judicializadas”, señalan las mismas fuentes.

Por eso, estas fuentes del sector reclaman que “subir el límite solamente no tiene mucho sentido, hay que abordar todos los aspectos”.

Por otro lado, otras fuentes del sector señalan a este diario que se da la bienvenida a la consulta pública, una medida que va en la buena dirección, pero que habrá que esperar a conocer realmente la letra pequeña del texto definitivo.

Asimismo, estas mismas fuentes reclaman que lo fundamental es desligar el PIB al crecimiento de las redes eléctricas y más en estos momentos.

4.- Corredor (Redeia) ve “muy positiva” la consulta del Gobierno para modificar límites a la inversión en redes.

elperiodicodelaenergia.com, 4 de junio de 2024.

Corredor ha destacado que Europa está en un “escenario de polarización que obliga a avanzar hacia una mayor autonomía en sectores estratégicos como la defensa, la energía o las telecomunicaciones.



La presidenta de Redeia, Beatriz Corredor, ha considerado “muy positiva” la consulta pública previa lanzada este lunes por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) para abordar una modificación del límite a las inversiones en redes eléctricas, ya que contribuirá a alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

En su discurso ante la junta general de accionistas de la compañía, **Corredor indicó que “la adaptación, la modificación o la eliminación de este límite de inversión, junto con algunas medidas que permitan acelerar las tramitaciones de los proyectos, va a contribuir a que se alcancen mejor los objetivos del PNIEC” a 2030.**

En el caso de la red de transporte –con **Red Eléctrica (REE)**, filial de **Redeia** y operador del sistema eléctrico– y en el de distribución –principalmente con Iberdrola, Endesa y Naturgy–, las empresas son las encargadas de desarrollar las redes, aunque tienen establecido un tope anual a la inversión, ya que las inversiones son asumidas finalmente por los consumidores vía recibo de la luz a través de los **peajes**, uno de los costes regulados de la factura.

La inversión en redes

Ese límite máximo de inversión es del 0,065% del PIB anual para el transporte, excluyendo las inversiones en interconexiones, y del 0,13% del PIB para la distribución, excluyendo en este caso las inversiones relativas a la digitalización.

Corredor también subrayó que en un contexto de “cronificación” de la guerra en Ucrania, más de dos años después de su estallido tras la invasión de este país por Rusia, Europa está en un “escenario de polarización que obliga a avanzar hacia una mayor autonomía en sectores estratégicos como la defensa, la energía o las telecomunicaciones”.

En este sentido, valoró que la actualización definitiva del PNIEC, con unos objetivos “mucho más ambiciosos” que el anterior al aspirar a alcanzar el 81% de penetración de renovables en 2030, permite abordar lo que se “puede llamar segunda fase de la transición ecológica”, ya que, mientras siguen evolucionando las tecnologías limpias de generación de electricidad, “llega el turno de la demanda, de la electrificación de la economía”.

Para ello, advirtió de que el papel de las redes es “esencial” si se quieren alcanzar las metas que fija el PNIEC y la neutralidad climática en 2050.

“Estamos ante una transformación radical del sistema eléctrico. Pasamos de un modelo con grandes plantas de generación, ubicadas cerca de los mayores consumidores industriales, a otro con miles de parques de producción más pequeños, dispersos, y con un potencial crecimiento de la demanda también más alta”, dijo.

Almacenamiento

Asimismo, destacó que actualmente, en el sistema español peninsular, hay 13,5 gigavatios (GW) de permisos de acceso y conexión ya otorgados para nuevas instalaciones de almacenamiento y otros 3,3 GW que están ya en servicio, un volumen que acerca ya a los objetivos del PNIEC que prevé 22 GW para 2030.

Por eso, aseguró que el “desarrollo y refuerzo” de la red de transporte es “el principal foco” del grupo a través de Red Eléctrica, que en 2023 incrementó un 55% sus inversiones destinadas a “hacer posible la transición ecológica” y que prevé alcanzar los 1.000 millones de inversión en 2024 y años sucesivos.

El futuro de Red Eléctrica

En esta misma línea, el consejero delegado del grupo, **Roberto García Merino** aseguró que el objetivo de la compañía es “seguir en esos niveles” de inversión récord “durante los próximos años, ya que 2024, ejercicio marcado por la finalización de la vida útil de los activos pre-98 que dejan de percibir parte de su retribución y que representa un impacto neto en los ingresos de la empresa de 260 millones de euros, “será el año base de crecimiento a futuro de Red Eléctrica”.

Así, reafirmó los **objetivos** del grupo para este año de un beneficio neto de unos 500 millones de euros, con un resultado bruto de explotación (Ebitda) de más de 1.300 millones de euros y, tras ese esfuerzo inversor, un incremento de la deuda a niveles cercanos a los 6.000 millones de euros al final de 2024 y de la política de remuneración a sus accionistas de un dividendo suelo de 0,8 euros por título para este ejercicio y 2024.

Además, la **estrategia** de **Redeia** pasa por unas inversiones para el periodo 2021-2025 de unos 5.000 millones de euros, más de un 15% desde que se definió el plan inicialmente.

“El desarrollo de la inversión avanza según lo previsto, incrementándose el ritmo y el volumen comprometido, en el caso del TSO, con un **compromiso de ejecución de inversión de 2.100 millones en los próximos dos años**”, dijo **García Merino**.

5.- Reynés (Naturgy) pide al Gobierno dotar con urgencia al biometano de un marco que “incentive la inversión”.

elperiodicodelaenergia.com, 30 de mayo de 2024.

“Hay que promover el consumo. Y en el caso de los residuos, también hay que trabajar en exigir su tratamiento” ha afirmado Reynés.



El presidente ejecutivo de Naturgy, Francisco Reynés, ha pedido al Gobierno dotar con urgencia a los gases renovables, especialmente al biometano, de un marco regulador que “incentive la inversión”, para que esta apuesta del sector gasista sea una realidad en el proceso de descarbonización.

En su participación en la 50 Reunión Anual de Sedigás, Reynés consideró clave “regular algunas cosas que hoy en día son desincentivadores de la inversión” por no tener un marco regulatorio. “No tener marcos estables es la condición más desincentivadora para no invertir”, dijo.

Así, el presidente de Naturgy, primera gasista y tercera eléctrica, aseguró que es “urgente” que se promuevan los gases renovables, tanto con el respaldo de los inversores privados como desde la Administración.

El biometano para Naturgy

“Hay que regular la inyección a la red, tanto para el transporte como la distribución, hay que buscar medidas que den un precio adecuado, que promuevan, gracias a esta fijación del precio, la inversión.

Y también hay que promover el consumo. Y en el caso de los residuos, también hay que trabajar en exigir su tratamiento “, añadió.

Y es que Reynés señaló que **España** es de los países que acumula a día de hoy más **sanciones en términos de gestión de residuos**. “Hay que impedir que se cobre por el residuo, que se tenga que pagar por él, porque esto contradice el principio fundamental de que quien contamina paga”, advirtió.

El ejecutivo de Naturgy, que estimó que contar con este marco regulatorio para los gases renovables permitiría al sector vivir “una nueva juventud”, subrayó que el biometano podría cubrir más del 40% de la actual demanda nacional de gas natural.

Para ello, subrayó que “hay que poner la inversión a funcionar y hay que hacer plantas”, unas 4.000 nuevas de gestión de residuos para la producción de biometano, frente a las apenas 10 que existen actualmente, cifró.

En este sentido, habría que multiplicar por ocho los objetivos fijados por el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** del Gobierno a 2030 o por tres los del paquete del Repower UE para estos gases renovables para el país, añadió.

A la cola de Europa

“**España tiene mucho potencial para ello, pero hoy está a la cola de Europa**”, dijo, señalando como **Francia** tiene más de 400 plantas de producción de **biometano** en operación, **Alemania** supera las 200 o Reino Unido las 100.

Además, Reynés mostró su convicción de que la descarbonización “pasa claramente por **compatibilizar electricidad y gas** “, para cumplir con los objetivos de garantizar la seguridad de suministro con un acceso a la energía para los clientes, tanto domésticos como industriales, cada vez “más limpia, más segura y asequible”.

6.- Geotermia, suban las apuestas.

elpais.com, 2 de junio de 2024.

La transición energética hacia una economía neutra en emisiones en 2050 no puede sostenerse exclusivamente en fotovoltaica y eólica. Es preciso impulsar renovables alternativas como las termoeléctricas, disponibles las 24 horas del día, especialmente ante contextos de sequía que puedan mermar el aporte del recurso hidroeléctrico.

El tiempo apremia en la lucha contra el calentamiento del planeta. La estrategia descarbonizadora de la Unión Europea, que apunta a la neutralidad climática en 2050, obliga a pisar a fondo el acelerador de la transición energética. España no va por mal camino: el 50,3% de la electricidad producida en nuestro país en 2023 fue de origen renovable, cuando el objetivo marcado por el Plan Nacional Integrado de Energía (PNIEC) es del 81% para 2030. Pero **este récord de generación limpia** esconde, para algunos expertos, una contraindicación importante: que en el proceso se esté apostando todo (o casi todo) a la fotovoltaica y la eólica.



Según el último Global Electricity Review han crecido más rápido que cualquier otra fuente de electricidad en la historia. “Cuando se habla de renovables, se utiliza la palabra renovables, pero en realidad se está refiriendo a fotovoltaica y eólica”, advierte Margarita de Gregorio, CEO de Geoenergía, la recién creada Asociación Española de Geotermia.

Este recurso geológico, junto a otras termoeléctricas como la biomasa o el calor residual (para algunos, una renovable más), **ofrecen alternativas tan estables como la hidroeléctrica en el camino hacia el Net Zero**, y que este no dependa solo del viento y el sol.

De Gregorio lamenta una idea sobreentendida, y a su juicio errónea: “Que la descarbonización tiene que venir vía electrificación”, cuando, asegura, la economía española solo está electrificada hasta cierto punto, y excluye, por ejemplo, los usos energéticos industriales o del transporte terrestre, marítimo y aéreo. Además, “las renovables son inherentes a la generación distribuida”, recuerda, y por muy competitivas que sean en coste la fotovoltaica y la eólica, “cuando creas macro centrales replicando el modelo fósil, rompes ese binomio, y todo salta por los aires”, advierte. **La transición ecológica no se trata solo de pasar de fósil a renovable**; también de concentrado a distribuido, explica De Gregorio, algo que es fundamental para conseguir integrar los proyectos en los territorios y obtener la licencia social para operar. “De un tiempo a esta parte se produce más [renovable] de la capacidad de evacuación de la red”, asegura, lo que se traduce en vertidos, “un atentado contra la esencia que promueve este sector”, denuncia. “Es el momento de que otras renovables no eléctricas entren en juego para poder seguir avanzando en nuestra senda de descarbonización de la economía”, defiende la experta.

En busca de la mayor eficacia

El primer principio de las renovables es que el mejor de los kilovatios es el que no se consume, “la eficiencia es lo que prima”, remarca De Gregorio, quien ante el apoyo generalizado a incrementar la demanda eléctrica —sustentada mayoritariamente por fotovoltaica y eólica, “tecnologías relativamente fáciles de poner, de instalar, de comprar”—, reivindica las renovables termoeléctricas (geotermia, biomasa, calor residual), más complejas de desarrollar y que **apenas cuentan en el plano energético** actual, “a pesar de ser las únicas renovables 100% gestionables”, reclama.



“**La geotermia es un recurso geológico renovable que puede generar energía térmica o eléctrica**”, resume Ignasi Herms, jefe del Área de Recursos Geológicos del Instituto Cartográfico y Geológico de Catalunya (ICGC). En el primer caso, se aprovecha la estabilidad térmica de los primeros 200 metros del subsuelo para obtener calor en invierno y refrigeración (frío pasivo) en verano. La llamada geotermia somera, de poca profundidad, realiza sondeos de entre 2 y 150 metros conectados a conducciones subterráneas por las que circula agua a baja temperatura —de 15 a 20 grados— que realiza un intercambio térmico con la superficie mediante una bomba de calor geotérmica.

“Es la tecnología térmica más eficiente de todas”, asegura Herms, pues consume menos cantidad de energía (**entre un 50% y 70% de ahorro** respecto a las bombas de calor aerotérmicas) para alcanzar la climatización deseada de un edificio, especialmente en situaciones climáticas extremas, como las cada vez más frecuentes olas de calor o de frío polar. El Complejo Canalejas, emblemático edificio de Madrid, integra una instalación geotérmica para climatización tras su rehabilitación integral.

“A día de hoy, la penetración de la geotérmica está en torno al 2% de todas las bombas de calor que se instalan”, lamenta Herms. La geotermia somera en España apenas cuenta con una potencia instalada de unos 200 megavatios (MW), según datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), cuando “es el recurso más eficiente que hay”, confirma Armando Uriarte, director gerente de Madrid Subterra, asociación público-privada que impulsa, desde hace una década, el aprovechamiento de las energías residuales del subsuelo urbano, tanto desde el plano normativo —el artículo 21 de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética apremia ya a dicha valorización— como en estudios y proyectos concretos que, en muchos casos, se hibridan con geotermia. “Por cada kilovatio eléctrico que se aplica a una bomba de calor geotérmica, se consiguen 6 kilovatios térmicos”, concreta Uriarte; “si se aplica a una aerotérmica [**la más común**], solo se consiguen tres”. Hay más beneficios. Es una energía que no produce emisiones; 100% local, no de proximidad (como la biomasa); silenciosa, pues las bombas de calor geotérmicas van integradas y no decoran fachadas y azoteas, dejando más espacio a la fotovoltaica, con la que hibrida perfectamente.

Una más: a diferencia de las aerotérmicas, las bombas de calor geotérmicas tampoco expulsan calor al exterior, reduciendo el efecto isla de calor en entornos urbanos densos.

Asumir el gasto inicial de perforación que implica toda instalación geotérmica explica, según De Gregorio, su escasa penetración en España. **Los números, sin embargo, muestran otra cosa**, asegura, pues supone el 1% del coste total para una urbanización de nueva construcción, cuando supera ampliamente en eficiencia a otras renovables. “Si todo fuera bomba de calor geotérmica, **la demanda de electricidad [para calefacción y refrigeración]** bajaría casi un 50% en el sector doméstico y terciario”, concede Ignasi Herms; energía ahorrada que se podría destinar a otros usos. Para este experto, la estrategia de país en cuanto a climatización de entornos urbanos (foco destacado de emisiones de carbono) debería priorizar las soluciones colectivas a través de redes de distrito de calor y frío —canalizaciones subterráneas que distribuyen agua atemperada a todos los edificios conectados— alimentadas con geotermia. Allí donde no fuesen factibles se debería optar por sistemas individuales (también con geotermia), y solo como tercera opción instalar aerotermia.

Aunque actualmente el PNIEC ya contempla esta tecnología, asegura Francisco Javier Sigüenza, secretario general de la Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío (ADHAC), España se encuentra aún muy atrasada respecto a otros países europeos. El censo actualizado de ADHAC reconoce 533 instalaciones de este tipo en nuestro país (1.632 MW de potencia instalada), de las que **un 75% tira ya de renovables como principal fuente energética (sobre todo biomasa)**, pero que en un 90% son de tercera generación; es decir, solo generan calor. Por eso urge dar el salto a redes de quinta generación (5GDHC según sus siglas en inglés, que todavía no funcionan en España), pues integran avances significativos en climatización de edificios para nuevos desarrollos urbanos.

El principal, apunta Michel María, director técnico de Veolia y presidente de ADHAC, “es que son mixtas y pueden funcionar para calefacción y refrigeración, porque la base [del sistema] es una bomba de calor”, geotérmica, hidrotérmica o aerotérmica, que ajusta la temperatura final deseada para cada espacio, uso y momento. Además, añade, “se reduce la temperatura en la distribución de energía térmica”, ya que el agua fluye a menos de 30 grados (las redes de tercera generación trabajan a 80-90° C), reduciéndose las pérdidas térmicas.

Gestión inteligente

En definitiva, se multiplica la eficiencia, ya que las 5GDHC realizan además una gestión inteligente de la energía residual que genera cada punto de la red. “Los data centers (centros de datos) necesitan frío todo el tiempo, y cuando generas frío [en ese punto], expulsas calor fuera; pero en lugar de echarlo al exterior, al medio ambiente, lo capturas y lo distribuyes [de nuevo] a través de la misma red”, explica Michel María. Hablamos “de producción descentralizada”, puntualiza Sigüenza, ya que cada edificio del sistema se convierte, a su vez, en generador de energía (frío o calor) que la propia red reaprovecha, al igual que otros sobrantes térmicos del subsuelo.

El calor casi agobiante de un parking subterráneo es energía. ¿Los frenazos de un convoy de metro? Más energía... “Se nos llena la boca de renovables, pero muy poco de eficiencia energética”, señala Armando Uriarte, de Madrid Subterra, organismo que en un estudio (2019) de su socio Metro de Madrid cifraba en 400 GWh la media de calor (reutilizable) que producía anualmente esta red de transporte, equivalente al consumo eléctrico de unos 117.000 hogares en el mismo periodo. Esta asociación, que actualmente atraviesa una delicada situación de financiación e incluso de supervivencia, ha promovido con éxito proyectos de aprovechamiento energético del subsuelo, como el empleo de aguas residuales para la generación de agua caliente sanitaria (ACS) y la climatización de la piscina en el Polideportivo Municipal de Moratalaz, un barrio de la capital: supone ahorros anuales del 40% en coste energético y del 37% en emisiones (73 toneladas de CO2 menos en la atmósfera). También participa en **el ya aprobado proyecto de soterramiento de la A5**, que gracias a la combinación de sondeos geotérmicos para la termoactivación de la infraestructura subterránea y una instalación fotovoltaica de superficie, prevé alcanzar un balance energético cero, para un consumo anual de 2.700 MWh eléctricos, según un estudio preliminar. Integrará también una red de calor y frío para climatizar varios edificios públicos cercanos a partir del potencial térmico generado.



Pese a que la proliferación de estas redes que erradican el uso de fuentes fósiles va al alza —incluso **nuevos desarrollos urbanos incluyen ya 5GDHC**, como Madrid Nuevo Norte—, Francisco Javier Sigüenza reconoce que sigue habiendo obstáculos en su implantación. Para empezar, los permisos de instalación, especialmente para proyectos de promoción privada (como la nueva red de calor y frío de Iberdrola en Palencia), cuya concesión corresponde a las administraciones locales pues conlleva la ocupación de espacio público.

Actualmente “no hay una regulación de lo que son las redes, que es nuestra petición principal al Gobierno desde hace ya un par de años”, lamenta el secretario general de ADHAC. En proyectos de rehabilitación de edificios suele ser preciso adaptar las instalaciones preexistentes, pues “la calefacción suele estar diseñada para trabajar con agua a 80 grados; si en este circuito pongo agua a 40 o 45, no calienta”, explica Michel María. Esto implica renovar a sistemas de mayor superficie de intercambio de temperatura —suelo radiante en lugar de radiadores, aclara—, pero, aunque el PNIEC concedió ayudas el pasado año para el desarrollo de redes de distrito, solo aplicaban a proyectos 100% renovables, excluyendo instalaciones en funcionamiento que pretenden erradicar el gas como fuente.

Subyace también, según el presidente de ADHAC, cierto déficit de cultura energética, pues tanto promotores como residentes suelen preferir soluciones individuales (más rápidas y económicas) sobre colectivas. Ante “un problema tan complejo como el cambio climático, que lleva asociado el tema energético, no se puede pretender una solución tan simple como fotovoltaica, eólica, almacenamiento e hidrógeno”, reivindica Margarita De Gregorio. “Hay que contar con todas las tecnologías, y cuando se va a proporcionar una solución a un edificio, da igual que sea residencial, un hospital o una industria, proporcionarle la mejor solución [renovable] posible”, concluye.

El potencial del subsuelo

La geotermia profunda perfora en busca de *yacimientos* subterráneos para la generación eléctrica renovable “en lugares donde a 2, 3 o 4 kilómetros puedas encontrar más de 100 grados de temperatura”, explica Margarita de Gregorio, CEO de Geoenergía. Es decir, **centrales termoeléctricas que obtengan vapor (geotérmico)** directo para mover una turbina y generar electricidad, pero sin quemar biomasa o combustible fósil. Además de restringir emisiones, reducirían la ocupación de territorio funcionando el 90% del año. “Para una producción anual de 10 gigavatios hora (GWh) de electricidad, con una planta eólica necesitaríamos ocupar 120 hectáreas para colocar las turbinas; con una planta solar necesitarías unas 20 hectáreas; con geotermia, solamente media hectárea”, compara Ignasi Herms, del ICGC. Y además “te puede dar entre 30 y 60 GWh térmicos para redes de calor”, añade. Un potencial aún no explotado en España y que desde el IDAE se quiere impulsar en los próximos años, como demuestra la reciente adjudicación de 120 millones de euros Next Generation a estudios de viabilidad de este recurso, especialmente en Canarias, territorio volcánico.

7.- Iberdrola ficha a Citi para su programa de títulos ADR en EEUU.

eleconomista.es, 3 de junio de 2024.

- **Cada ADR representa cuatro acciones ordinarias de la compañía.**

Iberdrola ha elegido a Citibank para actuar como banco depositario sucesor de su programa patrocinado de American Depositary Receipt («ADR») de Nivel 1.

El programa de ADRs de Iberdrola cotiza en el mercado extrabursátil (OTC) estadounidense bajo el símbolo «IBDRY». Cada ADR representa cuatro acciones ordinarias de la compañía. Las acciones ordinarias subyacentes de Iberdrola cotizan y se negocian en la Bolsa de Madrid bajo el símbolo "IBE SM".

«Estoy encantado de que Citi haya sido seleccionado por Iberdrola como banco depositario sucesor de ADRs para su programa patrocinado de ADRs de Nivel 1», dijo Dirk Jones, Director Global de Servicios a Emisores de Citi Securities Services.

"Con la presencia global de Citi y su experiencia en relaciones con inversores, nuestra plataforma ayudará a facilitar el éxito continuado del programa y proporcionará a los inversores servicios ADR de la más alta calidad".

Con un enfoque centrado en facilitar el proceso de inversión y aproximadamente 24 billones de dólares en activos bajo custodia y administración, Citi Securities Services va más allá para apoyar la actividad de valores de sus clientes. A través de un conjunto integrado de Servicios de Custodia, Ejecución, Fondos y Emisores, Citi conecta y presta servicios a los clientes en todo el ecosistema de inversión.

Issuer Services es un proveedor de servicios de recibos de depósito. Con programas en 67 mercados, que abarcan productos de renta variable y renta fija, Issuer Services aprovecha la red global de Citi para proporcionar acceso transfronterizo al mercado de capitales a emisores, intermediarios e inversores.

8.- Endesa aprueba una nueva composición de los comités de su consejo tras la incorporación de nuevos consejeros.

cincodias.elpais.com, 3 de junio de 2024.

La junta de la compañía aprobó elevar su número de consejeros de 12 a 14.



Endesa ha aprobado una nueva composición de los comités de su consejo de administración por el vencimiento de los mandatos de sus presidentes y de alguno de sus vocales, así como por la reciente aprobación por parte de la junta general ordinaria de accionistas del nombramiento de nuevos consejeros, ha informado este lunes la eléctrica a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

En concreto, del comité de Auditoría y Cumplimiento de Endesa formarán parte Ignacio Garralda (presidente); Stefano De Angelis (vocal, en representación de Enel); Eugenia Bieto (vocal); Pilar González de Frutos (vocal); Francisco de Lacerda (vocal); Cristina de Parias (vocal) y Borja Acha (secretario no consejero).

Por su parte, el comité de Nombramientos y Retribuciones estará integrado por Juan Sánchez-Calero como presidente; y Guillermo Alonso, Eugenia Bieto, Pilar González de Frutos, Elisabetta Colacchia y Michela Mossini como vocales, las dos últimas representantes de Enel. Borja Acha también ejercerá de secretario no consejero de este comité.

Por último, del comité de Sostenibilidad y Gobierno Corporativo de Endesa formarán parte Francisco de Lacerda (presidente), Guillermo Alonso (vocal), Cristina de Parias (vocal), Gianni Vittorio Armani (vocal) y Francesca Gostinelli (vocal), los dos últimos en representación de Enel. Borja Acha será, de nuevo, el secretario no consejero de este comité.

Un consejo con 14 integrantes

La junta general de Endesa, celebrada el pasado mes de abril, aprobó elevar su número de consejeros a 14, desde los 12 anteriores, con el nombramiento de tres nuevos miembros del órgano rector y tras la salida de Alicia Koplowitz por razones personales.

En concreto, la junta aprobó los nombramientos de Guillermo Alonso Olarra como consejero independiente y de Elisabetta Colacchia y Michela Mossini, ambas como consejeras dominicales.

La junta también ratificó los nombramientos y la reelección de Flavio Cattaneo, vicepresidente de la eléctrica española y consejero delegado de Enel -principal accionista de Endesa con una participación del 70%-, y de Stefano de Angelis, director financiero de la energética italiana.

Igualmente, se ratificó el nombramiento y reelección de Gianni Vitorrio Armani como consejero dominical y la reelección en los puestos de consejeras independientes de Eugenia Bieto Caubet y de Pilar González de Frutos.

De esta manera, el consejo de administración de Endesa quedó fijado en catorce miembros, frente a los doce anteriores.

9.- Naturgy se une la guerra iniciada por Iberdrola y Repsol bajando el precio de gas y luz a miles de clientes.

elindependiente.com, 5 de junio de 2024.

Comunica a sus usuarios las nuevas tarifas disponibles.

Iberdrola inició la guerra de precios hace escasas semanas al bajar los precios de sus tarifas eléctricas. Con el precio del megavatio a la baja en los últimos meses en el mercado mayorista de la luz, a pesar de que los futuros eléctricos anticipan subidas, las comercializadoras de las grandes empresas han iniciado una **política agresiva comercial** para retener a los clientes o, en su defecto, atraerlos.



Una vez que la mayor eléctrica de España decidió poner el precio del kilovatio en el mercado libre a menos de diez céntimos, **Naturgy** ha dado una vuelta de tuerca más y sus clientes recibirán un descuento adicional al que ya tenían. Cabe recordar que hace tan solo un año la gasista dirigida por Francisco Reynés ya comunicó a todos sus usuarios que rebajarían sus precios. En 2023 Naturgy ya abarató la factura energética más de un 30% a más de 1,5 millones de clientes en una acción muy similar.

Naturgy fue pionera en lanzar en septiembre de 2021 su iniciativa Compromiso Luz a 65 €/MWh por tres años, destinada a mitigar los efectos del precio del pool eléctrico ante la fuerte escalada registrada en ese momento del precio de la energía.

Los clientes que se beneficiarán de esta promoción ya están siendo informados, según ha podido saber este periódico, a través de una carta y correos electrónicos. “Hoy nos ponemos en contacto contigo para informarte de que te hemos bajado el precio del gas”, señala la misiva.

De acuerdo a la información recibida por los clientes, Naturgy aplicó la bajada de precios **se efectuó el pasado 29 de mayo** y se extenderá hasta la vigencia del contrato que los propios clientes tengan firmados con la gasista. La comercializadora de la compañía indica a sus usuarios que la bajada de precios se ha aplicado automáticamente y **se “verá reflejada en la próxima factura”**.

Naturgy, a su vez, remarca que esta nueva bajada de precios no implica permanencia ni ningún cambio en el resto de las condiciones de contrato por lo que los clientes, si no quisieran seguir en la comercializadora, pueden cambiarse a otra compañía sin ningún problema.

Repsol, al acecho

Si Iberdrola maniobró para retener y llamar a la puerta de potenciales nuevos clientes, ha sido Repsol el que ha intentado reventar el mercado comercial. Tras la presentación del plan estratégico, recientemente presentado, Repsol prevé casi duplicar los clientes de electricidad y gas y situarse en los cuatro millones de clientes en 2027. En la actualidad, de acuerdo a los propios datos de la energética, ya cuenta con más de **2,2 millones de usuarios**.

“Tenemos ahora mismo el mayor crecimiento en venta minorista de electricidad de la Península Ibérica basado en un enfoque diferencial e innovador, que combina una estrategia de desarrollo inorgánico, con la incorporación de Viesgo en 2018, Gana en 2021 y CHC en 2023”, señalan fuentes de la compañía.

Cabe recordar que la multienergética **fue la gran vencedora del año** pasado al ser el operador que más creció en nuevos clientes con un total de 246.000.

Se tensiona el precio del gas

La bajada de precios de Naturgy se produce justo cuando el coste del megavatio a la hora del gas está sufriendo tensiones, marcando máximos anuales debido al desplome de los flujos de suministro procedentes de Noruega.

De hecho, el precio de los **futuros del TTF holandés**, que es la referencia para el mercado europeo, registraron un **aumento superior al 11%**, marcando así la mayor subida del año. Esto se debe a la interrupción, por causas técnicas, de la planta de Nyhamma noruega.

Hubo un incidente en la plataforma Sleipner Riser el domingo, donde nos dijeron que estaban cerrando", dijo Alfred Hansen, jefe de operaciones del sistema de tuberías de Gassco, en declaraciones a Reuters.

Además de la incidencia en el norte de Europa, el precio del megavatio a la hora se ha disparado en las últimas sesiones debido a las expectativas del menor suministro (ya citado anteriormente) y a una fuerte demanda prevista para la generación eléctrica ante un verano muy caluroso en toda Europa.

En el mercado nacional, el precio del megavatio a la hora también se ha visto afectado por el contexto extranjero. En la sesión de este martes, el MWh se marchó hasta los 36,47 euros, subiendo casi un 6% respecto a la sesión del día anterior.

10.- Endesa pierde Arbitraje con Naturgy en Londres por gasoducto del Magreb.

ciarglobal.com, 4 de junio de 2024.

Endesa tendrá que pagar un monto de cerca de 13 millones de euros a Naturgy por facturas impagadas relacionadas con un contrato de suministro de gas en el gasoducto del Magreb. La discrepancia fue sometida a **arbitraje de la London Court of International Arbitration (LCIA)** en 2022 y el laudo se conoció el pasado mes de abril.

En 2022, [Endesa](#) sometió a arbitraje sus diferencias con [Naturgy](#) relacionadas con la revisión de precios de suministro de gas por el gasoducto del Magreb, que fue cerrado en 2022, ante la LCIA.

Cuando se inició la controversia, se habló de una reclamación en juego en el procedimiento de unos 60 millones de euros, finalmente el monto adeudado que ha admitido el tribunal de arbitraje no supera los 13 millones.

A finales de 2021, **Argelia cerró el gasoducto Magreb-Europa**, en operación desde 1996, de esta manera no renovaba el contrato con Marruecos para conectar con España. El gasoducto es el canal por el que pasan miles de millones de metro cúbicos de gas hacia Europa.

El tribunal de la LCIA emitió el laudo en abril y los cerca de 13 millones de euros que tendrá que afrontar Endesa corresponden a facturas pendientes de pago a Naturgy.

El objeto de la controversia está relacionado con la forma de distribuir los gastos de transporte del gas (ver [“Naturgy gana a Endesa el arbitraje por el gasoducto Magreb-Europa”](#), Álvaro Zarzalejos, El Confidencial, 16.05.2024).

11.- Redeia quiere invertir 1.000 millones de euros anuales en transición energética.

energías-renovables.com, 4 de junio de 2024.

El consejero delegado ejecutivo de Redeia, Roberto García Merino, ha dicho ante la Junta General de Accionistas que ha tenido lugar hoy y respecto al “esfuerzo inversor dedicado a impulsar la transición ecológica”, que “hemos alcanzado una velocidad de crucero que ya no tiene retorno, y que nos va a permitir mantenernos en estos niveles de 1.000 millones de euros anuales durante los próximos años”.

La Junta General de Accionistas ordinaria, que ha tenido lugar hoy en la sede del grupo en Alcobendas (Madrid), ha reelegido a Beatriz Corredor, presidenta no ejecutiva, y Roberto García Merino, consejero delegado ejecutivo, como consejeros para un nuevo periodo de cuatro años con más de un 90% de votos a favor en ambos casos. La Junta ha servido además para nombrar a Guadalupe de la Mata como nueva consejera independiente, tras agotar Carmen Gómez de Barreda el tiempo máximo en este cargo. La presidenta de Redeia ha señalado ante la Junta General de Accionistas que, tras un periodo en el que nuestro país ha conseguido batir máximos históricos en cuanto a generación eléctrica renovable, ha llegado el turno de la que ha denominado segunda fase de la transición energética: “la de la demanda y el despegue de la electrificación”. En ese sentido, Corredor ha querido destacar el rol esencial de [Red Eléctrica](#) (filial de Redeia) para completar esta transformación, siguiendo la hoja de ruta que dibuja la Planificación Eléctrica vigente (2021-2026) y las nuevas Modificaciones de Aspectos Puntuales, recientemente aprobadas.



Según la presidenta del grupo, la ampliación de la infraestructura de transporte, que maximizará la integración renovable y alimentará las nuevas demandas, se hará “manteniendo siempre la garantía de un suministro seguro”. Para ello, ha destacado especialmente el valor de los avances de la compañía en cuanto al refuerzo de las interconexiones eléctricas con Europa con los nuevos enlaces a Francia y Portugal, además del despliegue del resto de la red. También ha incidido en la necesidad de seguir desarrollando el almacenamiento para favorecer la flexibilidad en la operación del sistema.

Beatriz Corredor, presidenta de Redeia: “España se encuentra ante la oportunidad sin precedentes de llegar en primera posición, como líder en el despliegue e integración de energía renovable, a esta revolución del modelo industrial y productivo que atraviesa Europa. El impulso inversor que Redeia está acometiendo tiene más sentido que nunca por el momento de la transición ecológica y porque estamos perfectamente preparados para seguir desplegando la red”

Sobre el curso 2023, el consejero delegado Roberto García Merino, lo ha definido como un ejercicio clave para el desarrollo de la actividad de Red Eléctrica: “hemos cubierto ya más de la mitad de nuestro plan estratégico 2021-25, siendo un año que ha supuesto un punto de inflexión en el TSO” [operador del sistema de transporte].

El consejero ha destacado el aumento del esfuerzo inversor dedicado a impulsar la transición ecológica hasta los 825 millones de euros. "Hemos alcanzado una velocidad de crucero que ya no tiene retorno, y que nos va a permitir mantenernos en estos niveles de 1.000 millones de euros anuales durante los próximos años".

Por otro lado, el consejero ha puesto en valor el desarrollo de las redes de telecomunicaciones de fibra óptica y satelitales, gracias a los avances logrados por Reintel e Hispasat, "con el fin de garantizar la conectividad universal como vector esencial para avanzar en el proceso de transformación digital".

En cuanto al negocio internacional, García Merino ha explicado que se encuentra en un proceso de consolidación de la actividad y ha destacado hitos de Redinter, que este año celebra su 25º aniversario. Del "motor innovador" del grupo, Elewit, García ha dicho que sigue consolidándose en el ecosistema de la innovación.

Acuerdos alcanzados

La Junta General de Accionistas, celebrada hoy con un quórum de constitución del 66,6%, ha contado con la aprobación ampliamente mayoritaria de las todas las propuestas contempladas en el orden del día.

Entre ellas, los accionistas han apoyado la renovación de Beatriz Corredor como presidenta no ejecutiva de la compañía, al ser reelegida como consejera en la categoría de "otros externos", y han ratificado a Roberto García Merino como consejero ejecutivo, siendo ambas renovaciones por el plazo de cuatro años fijado en los Estatutos Sociales.

Han obtenido la confianza del 95% y el 99% de los accionistas, respectivamente. Por otro lado, la Junta ha aprobado a su vez el nombramiento de la nueva consejera independiente, Guadalupe de la Mata, en sustitución de Carmen Gómez de Barreda, quien ha cumplido el plazo máximo legal de 12 años en este cargo.

Por otro lado, y entre otros acuerdos, la Junta ha aprobado la remuneración del Consejo de Administración para el 2024, manteniéndose sin cambios respecto al ejercicio anterior en todos sus conceptos y cuantías. En aplicación de la normativa vigente, ha aprobado también la nueva Política de Remuneraciones de los consejeros 2025 - 2027, "que es plenamente continuista -informa Redeia- con la anterior sin incorporar cambios significativos".

A su vez, los accionistas han refrendado, en línea con lo establecido en el Plan Estratégico, el dividendo de 1 euro por acción con cargo a los resultados de 2023. De esta forma, el próximo 1 de julio se realizará el pago del dividendo complementario de 0,7273 euros brutos por acción, que se suma al adelanto de 0,2727 €/acción abonado el pasado 5 de enero.

También se ha informado a la Junta sobre la aprobación por parte del Consejo del Informe Anual de Gobierno Corporativo 2023, elaborado en un formato libre y único, y del Informe de Sostenibilidad de Redeia del ejercicio 2023. Este último se prepara de forma voluntaria por el grupo y recoge los principales avances logrados a lo largo del año en materia de Sostenibilidad, en relación con su Compromiso con la Sostenibilidad 2030.

12.- Acciona Energía instalará 1.000 puntos de recarga para vehículos eléctricos en España.

estrategiasdeinversion.com, 30 de mayo de 2024.

Ha presentado el proyecto Saurus de 137 MW de energía solar fotovoltaica para hibridarlo con su ciclo combinado en el mismo punto de evacuación.

Acciona Energía ha cerrado acuerdos para instalar 1.000 nuevos puntos de recarga para vehículos eléctricos en España, sumando más de 4.000 en total, con el objetivo de promover la movilidad eléctrica.

Acciona Energías Renovables ha anunciado recientemente la firma de acuerdos con diversos establecimientos en España, como restaurantes, centros comerciales y hoteles, para **la instalación de 1.000 nuevos puntos de recarga públicos**. Esta iniciativa forma parte de su estrategia para fomentar la movilidad eléctrica en el país.

La red de cargadores, que estará operativa a lo largo de 2025, se sumará a la actual oferta de la compañía, la cual ya cuenta con más de 4.000 puntos de recarga ubicados en vías urbanas e interurbanas en España.

Según el comunicado oficial de Acciona Energía, esta expansión contribuirá significativamente al desarrollo de la infraestructura necesaria para impulsar el uso de vehículos eléctricos en el territorio español.

Acciona Energía ha establecido acuerdos tanto con entidades públicas como privadas para llevar a cabo el despliegue de estos nuevos puntos de recarga. Entre los colaboradores se encuentran los ayuntamientos de Collado-Villalba, Campdevánol y Onda, así como empresas como IKEA y Unibail-Rodamco-Westfield. Estos acuerdos reflejan el compromiso de la compañía con la sostenibilidad y la promoción de la movilidad eléctrica en diferentes sectores de la sociedad.

Los 1.000 nuevos puntos de recarga ofrecerán un suministro de más de 40 gigavatios hora (GWh) de energía 100% renovable al año para la movilidad eléctrica. Este enfoque en energías limpias permitirá un ahorro estimado de más de 14.000 toneladas de CO₂, contribuyendo así a la reducción de emisiones contaminantes en el transporte.

Los cargadores contarán con una potencia que varía entre 22 kilovatios (kW) y 180 kW, incluyendo más de 400 cargadores superrápidos de entre 100 kW y 120 kW. Estos últimos serán capaces de cargar la batería de un automóvil del 20% al 80% en tan solo 25 minutos, lo que representa una solución eficiente y conveniente para los usuarios de vehículos eléctricos.

13.- Engie hybridará su ciclo combinado de Castelnou con una planta fotovoltaica de 137 MW.

elperiodicodelaenergia.com, 4 de junio de 2024.

Ha presentado el proyecto Saurus de 137 MW de energía solar fotovoltaica para hybridarlo con su ciclo combinado en el mismo punto de evacuación.



La multinacional **Engie** ha presentado ante el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un proyecto para hybridar una de sus joyas energéticas en España, el ciclo combinado de **Castelnou** en Aragón.

Concretamente, Engie pretende hybridar este emblemático ciclo combinado de 800 MW de capacidad con un parque solar fotovoltaico de 137 MW de potencia instalada.

El proyecto, denominado **Saurus**, tendrá una inversión aproximada de unos 100 millones de euros.

Según ha podido saber El Periódico de la Energía, este novedoso proyecto de Engie de momento no se va a exportar a otros ciclos combinados que posee la compañía en España. Sólo se va a hybridar el ciclo de Castelnou.

Hybridar ciclos

Pero este proyecto no es el único que se va a realizar de este tipo en España y precisamente en Aragón. Y es que el grupo Ignis también tiene pensado hybridar su ciclo combinado peaker en Escatrón, con renovables.

Ignis quiere hybridar su ciclo combinado peaker en Escatrón (Zaragoza) con 482 MW de renovables

Anteriormente tenía pensado hacerlo con 482 MW pero el año pasado presentó una modificación del proyecto y es previsible que esa cifra haya cambiado y eso que su ciclo combinado no supera los 282 MW de potencia bruta.

Por último, la compañía posee a día de hoy más de 1.600 MW de renovables en España, la mayoría de energía eólica. Engie posee dos centrales de ciclo combinado en Castelnou (Teruel) y Cartagena (Murcia).

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

- 1.- La deuda por los impagos a las renovables de Sánchez sigue creciendo y ya asciende a 1.870 millones.
- 2.- Las eléctricas reclaman una revisión fiscal paralela a la reforma del mercado europeo.
- 3.- Seguridad energética e implicaciones para el sector energético.
- 4.- España corre el riesgo de aumentar las horas en las que la generación eléctrica no cubra la demanda.
- 5.- La próxima sequía no será de agua; prevé un colapso mundial, según expertos.
- 6.- El Gobierno lanzará «próximamente» ayudas al reciclaje de baterías de coches eléctricos.
- 7.- Iberdrola apuesta por el almacenamiento en baterías en España.
- 8.- «La eólica marina da lugar a factores de capacidad más elevados y sus aerogeneradores son de mayor envergadura».
- 9.- ¿Qué es la Estrategia de Inteligencia Artificial 2024?

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

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

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



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nucenor + SIE_Acciona Energía

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

siempre adelante