

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Comienza el carrusel de autorizaciones de cierre de las centrales térmicas: Iberdrola obtiene el permiso para desmantelar Velilla

elperiodicodelaenergia.com
02/07/2020



El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha autorizado a **Iberdrola** el cierre de la central térmica de **Velilla (Palencia)**, que deberá realizarse en el plazo de doce meses.

El Boletín Oficial del Estado (BOE) publica este jueves la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, con fecha del pasado 19 de junio, por la que se da el visto bueno a la clausura de la térmica de Velilla 1 y 2, de 142 megavatios (MW) y 350 MW de potencia nominal, respectivamente.

La energética deberá proceder al desmantelamiento total de la central en el plazo máximo de tres años contados a partir de la fecha en que el cierre se haga efectivo.

En noviembre de 2017, Iberdrola decidió solicitar la autorización para el cierre de Velilla y Lada (Asturias), las dos últimas centrales de carbón en el mundo del grupo.

En Velilla, la compañía presidida por Ignacio Sánchez Galán anunció el pasado mes de junio que construirá el mayor complejo fotovoltaico de la región, con un total de 400 MW de potencia instalada, que será también uno de los mayores de España y representará una inversión de 300 millones de euros y la creación de más de 4.000 empleos, según la estimación basada en los cálculos utilizados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Este plan de transformación en la zona incluye, además, inversiones en redes inteligentes y movilidad sostenible, la instalación de una planta de valorización de residuos, programas de formación y la creación de una Plataforma de Innovación Ciudadana para incentivar el emprendimiento en la comarca.

La estrategia de la energética para la transformación de la comarca de Velilla se basa en tres ejes: inversiones en proyectos 100% renovables, dinamización del tejido empresarial y el empleo local en torno a principios verdes e innovación y apoyo al emprendimiento local.

En la región, la energética mantiene en construcción y tramitación más de 650 MW renovables en proyectos eólicos y fotovoltaicos. Así, la compañía acaba de iniciar la ejecución del complejo eólico Herrera, con los aerogeneradores de mayor potencia en el mercado nacional en la actualidad, y el parque Fuenteblanca; y tramita los proyectos eólicos de Buniel y Valdemoro -que hacen de sus 164 MW de potencia uno de los mayores de la compañía y del país-, así como tres fotovoltaicas de más de 400 MW, entre ellas, una planta solar en Ciudad Rodrigo.

La CNMC advierte a Red Eléctrica de que su plan de inversiones supera el límite legal

La empresa argumenta que cumple con el porcentaje establecido del 0,065% del PIB

elpais.com
02/07/2020

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha advertido a **Red Eléctrica de España (REE)** de que la inversión en infraestructuras eléctricas de 6.444 millones de euros que prevé para el periodo 2021-2026 supera el límite legalmente establecido del 0,065% del PIB anual en cuatro de los seis ejercicios y le pide explicaciones adicionales sobre algunas operaciones.

Las inversiones tienen una retribución reconocida, por ser parte de los costes fijos, y se sufraga por medio del recibo de la luz. El año pasado, según se reconoce en el informe preceptivo del regulador, REE recibió 1.700 millones. Según la CNMC, las inversiones programadas por la compañía incrementarían sus ingresos en unos 700 millones anuales en 2026.

La CNMC señala que la inversión total sujeta a limitación legal alcanzaría los 989 millones anuales, superando el límite los cuatro primeros ejercicios del período, “con independencia de **cómo de optimistas sean las previsiones de PIB que se consideren**”. En esa cantidad no se incluyen las interconexiones internacionales, que ascienden a 759 millones, repartidos entre los 647 millones para la prevista con Francia por el Golfo de Vizcaya y los 112 millones de la interconexión Norte de España-Portugal.

El regulador **llama la atención sobre el elevado número de actuaciones de carácter singular** y pide a REE que aclare los baremos para fijar la retribución de algunos activos y conexiones. También reclama que cuantifique la reducción prevista de los vertidos de producción renovable para analizar la eficacia de las inversiones.



Al respecto, Red Eléctrica de España mantiene que, como operador del sistema eléctrico, elaboró la “Propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte” que envió **al Ministerio para la Transición Ecológica siguiendo los principios rectores establecidos** por el departamento y después de analizar técnicamente la viabilidad de todas las propuestas de nuevos proyectos y necesidades del sistema realizadas por las comunidades Autónomas y agentes del sector.

La propuesta inicial, a su juicio, cumple estrictamente el límite del valor de la inversión establecido en la normativa aplicable. Dicho valor asciende a 5.684 millones de euros para el periodo 2021-2026, según las previsiones de evolución del PIB definidas para la elaboración de la propuesta. El documento incluye asimismo inversiones adicionales de 759 millones en interconexiones internacionales con países del mercado interior, que, tal y como establece el Real Decreto, no computan en el volumen de inversión.

La propuesta de planificación recoge las necesidades de la red de transporte para avanzar en la senda de transición energética definida en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec)** y en todo caso el valor del límite de la inversión considerado es claramente inferior a las sendas extrema y moderada que el informe de la CNMC incluye como recomendaciones. En todo caso, debe tenerse en cuenta que la senda anual de inversión puede superar algunos años el límite de inversión referido hasta en un 20% siempre que en el conjunto del periodo de dicho límite sea respetado.

El plan de Enresa para el apagón nuclear encalla en el Ministerio de Ribera

La empresa pública presentó el borrador del VII Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) en marzo pero la tramitación y la aprobación del mismo llevará entre año y medio y dos años.

lainformacion.com
03/07/2020



El plan de Enresa para hacer frente al apagón nuclear pactado por el Gobierno con las eléctricas no acaba de despegar. **El Ministerio de Transición Ecológica está analizando y puliendo el borrador del plan de residuos-el VII-** que debe sustituir al vigente, aprobado en el año 2006. Enresa, la empresa pública encargada de gestionar el **desmantelamiento de las centrales entre 2027 y 2035**, presentó el borrador del VII Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) en marzo, pero está varado.

Según el ministerio, el documento está en un periodo de consulta pública que acaba el 12 de agosto. Luego, la dirección General de Política Energética elaborará un "documento de alcance" medioambiental. El proceso no acaba ahí. El paso siguiente es la vuelta del plan a Enresa para que la empresa pública elabore un Estudio Ambiental Estratégico. Enresa precisa que solo este último paso ocupará entre 1,5 y dos años. Además, el PGRR tiene que pasar el filtro del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).

Fuentes al tanto del proceso apuntan a que el departamento de Ribera está **reconsiderando las propuestas centrales de Enresa**, entre ellas, construir un almacén de residuos temporal centralizado (ATC) para 2028 y elegir una **instalación geológica permanente en el horizonte de 2073**. En 2018, el Ministerio de Transición Ecológica paralizó la construcción de un almacén centralizado en la localidad de Villar de Cañas (Cuenca) que había sido aprobado por el Gobierno de Mariano Rajoy en 2015 con mucha polémica y con un presupuesto de más de 1.000 millones.

El proyecto de Villar de Cañas sigue paralizado. "No se ha movido un metro cúbico de tierra", precisan fuentes del CSN. **El Gobierno tiene que mover ficha para decidir si se mantiene la estrategia de única instalación centralizada**, o se opta por varios emplazamientos, una posibilidad que también recoge la documentación que acompaña al VII PGRR. Enresa presentó el plan en marzo, con el estado de alarma por la pandemia declarado.

Fuentes del departamento que dirige Ribera señalan que esa circunstancia ha influido en la tramitación del plan. Enresa asegura por su parte que no tiene constancia de que Transición Ecológica haya puesto peros a sus propuestas de almacenamiento o a **la estrategia de gestión del combustible gastado en las centrales**, para el que **no se contempla el reprocesado** sino el almacenamiento de los residuos generados por las plantas.

Enresa, que **renovó su dirección hace dos años**, ha cumplido con el trabajo. Se comprometió a elaborar un nuevo Plan de Residuos antes de julio de 2019 y lo hizo, aunque la presentación del plan se retrasó por la falta de Gobierno. **La empresa pública está habituada a ajustarse a las circunstancias**. En 2014 elaboró otro PGRR para sustituir al del año 2006 -todavía en vigor-, pero el documento ni siquiera vio la luz.

El plan de residuos vigente es un problema. No sirve y ya **costó una seria advertencia** por parte de Bruselas. **En España, los residuos más peligrosos se almacenan en piscinas y contenedores en las instalaciones nucleares**. Pero corren riesgo de saturación. Las piscinas están ocupadas en un 84% de media, según los datos del Foro Nuclear correspondientes a 2018. Sin un lugar concreto donde almacenar los residuos, el problema crece.

El borrador de PGRR elaborado por el equipo de Enresa **que dirige el exconsejero de Industria de Extremadura, José Luis Navarro**, es clave para encauzar el cierre de las centrales nucleares pactado. Según lo acordado por las eléctricas y el Gobierno, el **cierre de instalaciones será escalonado**. Se desarrollará entre 2027 y 2035, lo que supone una horquilla temporal amplia: seguirán funcionando más de 40 años, pero menos de 50.

Para hacer frente a lo que se viene encima, el nuevo plan prevé, entre otros puntos, aumentar un 20% la tasa que pagan las eléctricas para gestionar los residuos **-de 6,69 euros/Mw a 8,08 euros MW-** y resucitar el ATC para abaratar el coste de gestión de los desechos. En todo caso, la aprobación del VII Plan de Residuos permitiría encauzar una situación que, según los datos de Foro Nuclear **ha costado 1.778 millones entre 2010 y 2018 y que costará otros 1.486 millones entre 2019 y 2022**.

Los retrasos en la tramitación del Plan engrosan la factura. El 1 de julio de 2017 finalizó el **acuerdo de España con la compañía francesa Areva** (ahora Orano) **para almacenar en Francia los residuos radiactivos de la central Vandellós I**, clausurada en 1989. Y cada día transcurrido sin que España repatrie la basura nuclear conlleva una penalización de 73.000 euros.

Es un suma y sigue sin fecha clara. El plan de Enresa debe someterse también a una auditoría ambiental. Es lo que marca la Ley de Evaluación Ambiental de 2013. **La norma obliga a someter a una adecuada evaluación todo plan, programa o proyecto** que pueda tener efectos significativos sobre el medio ambiente. El cumplimiento de todas las obligaciones puede retrasar **hasta el año 2022 el fin del proceso**. Mucho tiempo.

La regulación de las subastas de renovables pone en pie de guerra al sector eléctrico

Las comercializadoras alertan de una distorsión del mercado, pues el incentivo no se pagará vía peajes sino como precio de la energía



cincodias.elpais.com
03/07/2020

Cuando se creía que ya no quedaba margen para la sorpresa en el sector energético, el Ministerio para la Transición Ecológica lanzó la semana pasada a audiencia pública un polémico real decreto por el que se regula el nuevo régimen económico de los productores de energías renovables que resulten adjudicatarios de capacidad en las subastas que se avecinan: 30.000 MW en la próxima década para lograr los objetivos de descarbonización.

Una propuesta que ha alarmado a las comercializadoras (tanto independientes como a las tradicionales de la antigua Unesa) y a los consumidores (especialmente, industriales), que la califican como una vuelta a los precios regulados, “al menos, para una parte de la energía del sistema”. Además de regular el mecanismo (el producto a subastar será la potencia, la energía producida o una combinación de ambas; la variable será el precio en euros MWh y se hará mediante sobre cerrado), el real decreto revoluciona la vía por la que las renovables cobrarán las subvenciones derivadas del nuevo régimen económico.

Hasta ahora, las ayudas para promover las energías verdes se liquidan como un coste del sistema eléctrico, a través de los peajes eléctricos: antes de la reforma energética de 2013, una prima por producción, y después de dicha reforma, incentivo a la inversión, incluida la capacidad adjudicada en las tres únicas subastas realizadas en España entre 2016 y 2017. Sin embargo, las futuras ayudas se endosarán al precio de la energía que pagan los usuarios en su factura.

Al sacarlas de los peajes de acceso (que suponen la mitad, aproximadamente, del recibo de la luz) el Gobierno evita posibles subidas de estas tarifas derivadas del apoyo económico a las renovables. Por otro lado, el Ejecutivo ya no tiene en sus manos el truco del déficit de tarifa, una hipoteca con la que se camuflaban subidas políticamente indeseadas, porque la potestad de fijar los peajes es ya de la CNMC.

La liquidación, por tanto, no correrá a cargo de este organismo, sino del operador del mercado, OMIE, que trasladará el sobre-coste o sobre-ingreso a las comercializadoras hora a hora. Y es que en las subastas, los adjudicatarios se garantizarán un precio/MWh: si el que reciben por vender su energía es inferior al del mercado, OMIE repercutirá la diferencia a la comercializadora en proporción a la energía consumida (que, a su vez, se lo cobrará al cliente). Y si es inferior, devuelven la diferencia (o se balancea).

Una de las consecuencias que critican las afectadas, que preparan “alegaciones incendiarias”, según fuentes del sector, es que en las horas con abundancia de energía renovable (que, en condiciones normales hubieran logrado precios muy bajos), OMIE trasladará a los consumidores un precio muy superior, en el entorno de 25 euros/MWh, “valor en el que, previsiblemente, se fijará la retribución fija a las renovables”, según las mismas fuentes.

Por el contrario, las horas con escasez de renovable (que, en situación normal, hubieran alcanzado precios muy altos fijados por el gas), trasladarán al consumidor un precio más bajo, porque en esas horas devolverán la diferencia entre el precio del mercado y el garantizado en la subasta. De esta manera, según los críticos, “se anestesia las señales de precios, invalidando la gestión de la demanda, pues los usuarios no reaccionarán ante fluctuaciones de precios”.

Las comercializadoras se enfrentan a un serio problema a la hora de ofrecer un precio a su cliente, que ahora lo hace estimando su consumo y el coste de la energía que ellas compran a plazo en el mercado. La pregunta ahora es, ¿cómo puede saber la comercializadora cuánta energía le tocará pagar al precio de la subasta renovable en cada hora del año? “Un riesgo muy alto, un dislate, que acabará pagando el usuario”, señalan en una empresa.

Entre los grandes perjudicados están los grandes consumidores industriales, que hasta ahora apenas han pagado los incentivos de las renovables sufragados vía peajes de acceso. En el caso del consumidor industrial, estas tarifas son mucho menores que las del resto, pues dependen de los niveles de tensión. A partir de ahora, sin embargo, el que más energía consuma en las horas valle (habitual en las fábricas), pagará más cargos.

LAS EMPRESAS PREPARAN UNA BATERÍA DE ALEGACIONES

Si a un 30% de la energía que se genere en el futuro (los 30.000 MW de renovables que se instalarán hasta 2030) se le garantiza un precio fijo durante 10 años o más (en periodos tan largos puede pasar de todo), el que resulte de las nuevas subastas, el mercado quedará totalmente distorsionado y con dos señales de precio (a corto y a largo plazo) y cuestiona la libre competencia en un mercado ya, de por sí, difícil. Esta es una de las alegaciones que las comercializadoras (tanto independientes como de grupos integrados, como Endesa o Iberdrola) preparan contra el decreto de las subastas lanzado por Transición Ecológica, que fijará calendarios de cinco años con la potencia a subastar.

Estas empresas esperaban que la nueva subvención a la producción, que vienen reclamando desde hace años las renovables (contrarias al actual incentivo a la inversión), se liquidara, como hasta ahora, con un cargo en los peajes. El proyecto, critican las comercializadoras, “hace que los compradores sean lo que tengan que asumir el precio fijo de las subastas, corriendo además con el riesgo de volumen de la generación renovable en cada hora”. Los consumidores, añaden, “tendrán que pagar, sí o sí, el precio fijo de las subastas, en la parte que les toque, que ya no dependerá de la oferta y la demanda”.

La CNMC le debe más de 1.000 millones a Endesa en pagos atrasados

La mayor partida es de la generación en las islas y se remonta varios años atrás

La mora le cuesta a la empresa unos 20 millones al año de costes financieros

eleconomista.es
03/07/2020



La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) le debía 1.058 millones de euros a **Endesa** a cierre del primer trimestre del año en atrasos correspondientes a sus actividades reguladas. Alguna de las partidas, sobre todo la mayor, 716 millones de la retribución de la generación convencional en las islas, se remonta varios años atrás.

Es normal que se produzca cierto decalaje entre el momento en que se desarrolla una actividad regulada del sistema eléctrico, como el transporte de energía, y el momento en que se cobra. Normalmente, los números no se cuadran hasta el final del año siguiente, cuando la CNMC publica **la liquidación definitiva**.

Lo que no es tan normal es que el atraso -técnicamente denominado *coeficiente de cobertura*- se remonte varios años atrás y que alcance una cifra de cuatro dígitos, como le sucede a Endesa por culpa de los pagos por la generación convencional en los territorios no peninsulares, que desarrolla en régimen de monopolio regulado.

Liquidaciones complejas

Esta actividad tiene un coste relevante: **el año pasado ascendió a 1.380 millones**, que se recuperan a partes iguales con los peajes de electricidad, por medio del recibo de la luz, y con los Presupuestos Generales del Estado, atendiendo a que la generación es mucho más cara que en la península, pero el precio de la luz debe ser el mismo para todos los consumidores.

Las liquidaciones de estos pagos son particularmente complejas, puesto que tienen en cuenta el coste de los combustibles, el de las emisiones de CO2, el de la generación local con renovables, el precio eléctrico final, los costes operativos, los impuestos... El Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco) está tramitando una orden que **incrementa sus ingresos en 80 millones al año de 2020 a 2025** por cuestiones técnicas.

Capital circulante regulatorio

La compañía contabiliza los pagos atrasados como "capital circulante regulatorio"; y a cierre de 2018 ascendían a 810 millones, eran 894 millones al acabar 2019 y a 31 de marzo del presente 2020 se habían incrementado hasta los 1.058 millones.

Atendiendo al tamaño de sus pagos regulados -incluyen la generación en las islas, la distribución, derechos de cobro de la financiación del déficit de tarifa y otras partidas menores-, la empresa dirigida por José Bogas debería tener un decalaje en el coeficiente de cobertura de unos 400 millones, pero resulta que es más del doble.

La situación no sólo perjudica su solvencia financiera -los atrasos son el 15% de la deuda neta-, sino que le cuesta unos 20 millones al año, atendiendo a un coste medio de la deuda del 1,7%, porque la normativa no reconoce los gastos de capital asociados al coeficiente de cobertura.

El propio Bogas **se lamentó del desfase a finales del año pasado**, momento en que estaba en conversaciones con el Miteco y la CNMC para encontrar una solución, que se esperaba incluir en la revisión regulatoria en curso -en ese momento el regulador estaba elaborando sus circulares-, pero no ha terminado de ver la luz.

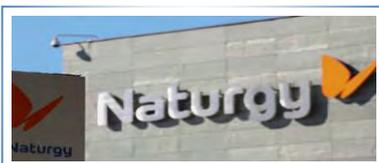
El lunes que viene, Endesa presenta un informe elaborado por Deloitte sobre la descarbonización de los territorios no peninsulares.

Naturgy rompe el mercado: da un 25% de descuento en la parte fija de la luz

La compañía descontará hasta el 100% de la energía a quien aporte clientes

eleconomista.es
04/07/2020

Naturgy rompe el mercado con una nueva oferta para clientes residenciales. La compañía, a la que acaba de llegar Carlos Vecino como nuevo responsable de la unidad de comercialización minorista, sale al mercado ofreciendo un pionero descuento del 25% en la parte fija de la tarifa eléctrica para los clientes domésticos. Esta nueva propuesta comercial de Naturgy, de las pocas que se están produciendo en estos momentos, se diferencia de las rebajas habituales al no circunscribirse a la parte variable del recibo o a bonos generales de descuento como los que ofrecen otras compañías ligadas a otros consumos energéticos (como **Repsol** y **Cepsa** con los **carburantes**) o directamente por la contratación.



La compañía presidida por Francisco Reynés ha decidido cambiar la tendencia después de realizar un estudio de mercado en el que los clientes consultados mostraron sus preferencias por descuentos sobre el término de potencia, ya que es una variable sobre la que el cliente no puede incidir ni siquiera realizando un consumo más eficiente.

Naturgy añadirá a esta tarifa un servicio de seis meses de mantenimiento gratis cuando se contrate alguno de los productos añadidos como el mantenimiento de calderas o de instalaciones eléctricas.

Descuentos por prescripción

Como novedad, Naturgy ofrece también un descuento adicional de hasta el 100% del término de energía de la factura por recomendar esta oferta a familia, amigos y conocidos en las **tarifas EcoEasy**.

La compañía energética además se adapta a la demanda del verano y anticipa la necesidad de sus clientes como consecuencia de las restricciones en los desplazamientos y el impulso del teletrabajo. Así, la empresa ha lanzado el pack Aire Acondicionado, con una oferta integral de equipo, instalación, mantenimiento y financiación, con cinco años de garantía.

Por último, para ayudar a los clientes a controlar su factura durante el año, ha ampliado su oferta de Superpacks desde 49 euros al mes, con posibilidad de aplazar pagos hasta octubre, al tiempo que ha lanzado una nueva oferta especial para familias numerosas con descuentos tanto en energía como en los servicios de mantenimiento.

En el ámbito online, la compañía también mantiene las ofertas de los Superpacks Naturgy, Energía & Servicios para ayudar a los clientes a controlar su gasto en la factura eléctrica. Por otro lado, los clientes pueden obtener descuentos especiales en Booking en la nueva normalidad, tal y como adelantó eEconomista, gracias a la alianza firmada con la aplicación de reservas de hospedaje. Un extremo que no pudo rendir lo esperado la pasada Semana Santa pero que ahora vuelve a tomar aire.

En línea con su compromiso medioambiental, Naturgy cuenta también con la tarifa Servisolar, para aquellos consumidores interesados en generar su propia energía y quieran contar con una solución de autoconsumo. Mediante un simulador online, los clientes pueden calcular el coste de su instalación y el rendimiento solar en su comunidad autónoma.

La compañía cuenta también con el programa de euros Naturgy, a través del uso de la tarjeta que la empresa ofrece a los clientes.

El sector del gas impulsa un plan para crear 70.000 empleos

Sedigas pide a la CNMC certificados de energía verde como tienen las eléctricas



lavanguardia.com
05/07/2020

“Es necesario activar la economía y hay que hacerlo en el terreno verde y digital, como propone la Comisión Europea”, afirma Rosa María Sanz, presidenta de Sedigas, la asociación que aglutina a las empresas del sector del gas y que acaba de lanzar un plan con el que prevé la creación de hasta 70.000 empleos. “Empleo local, verde y digital. Está muy alineado con lo que se está haciendo en Europa y desde la asociación pensamos que es el momento de invertir”, sostiene. Una inversión que, según dice, debe ser sobre todo privada. “El sector público debe acompañar, dar señales para ir en la buena dirección”.

Ese programa de reconstrucción tras la pandemia, que ha supuesto caídas de dos dígitos en la demanda de gas y con la previsión de que no habrá una recuperación plena hasta el 2022, se sustenta en dos pilares: la economía circular y la digitalización. Todo pensando en que “la recuperación tiene que basarse en la industria”, dice Sanz, que añade que “el gas es indispensable para la industria”. “El consumo industrial representa aproximadamente el 54% del consumo de gas”, precisa Sanz, que es también responsable de Nedgia, la filial de distribución de Naturgy.

“La sustitución de los contadores por aparatos digitales crearía 50.000 puestos de trabajo”

La recuperación, prosigue, necesita “palancas tangibles y de aplicación inmediata”. La primera, “es todo lo relacionado con la economía circular, que ayuda a unir un discurso ecológico con un impulso económico. Se trata de la generación de gases renovables, gases que se pueden obtener a partir de residuos y dan lugar al biometano, que es exactamente igual que el gas natural, pero sin CO₂. Puede ser consumido sin hacer ningún tipo de modificación ni en las calderas domésticas, ni en las fábricas”. Según Sanz, eso tiene un enorme potencial: “Ya en el 2018 un estudio calculó que el potencial del biometano, considerando el aprovechamiento de lodos, residuos agrícolas y ganaderos y aguas residuales, podría llegar a 34 teravatios/hora, que es aproximadamente un 8% del consumo total y un 64% del consumo doméstico-comercial”.

El potencial impacto sobre el empleo también es relevante, de unos 20.000 puestos de trabajo, entre directos e indirectos, lo que incluye tanto al personal para operar las plantas como para gestionar el reciclado de materiales.

Desde el punto de vista del empleo, el impacto sería aún mayor con la digitalización del sector, unos 50.000 puestos de trabajo, según los cálculos de Sedigas. “Estamos hablando de instalar contadores digitales, que ya existen para la electricidad, pero no para el gas. Beneficiarían a todos, a consumidores y a empresas, porque permitirían controlar el consumo, adecuarlo a la factura e incluso sería más fácil cambiar de suministrador, porque todo estaría telegestionado”, sostiene la presidenta. “Si somos capaces de sustituir los siete millones de contadores se crearían unos 50.000 puestos de trabajo en toda la cadena, desde la fabricación hasta la instalación y la operación”.

Rosa María Sanz destaca que todos esos objetivos están alineados con el Plan de Reconstrucción Europea presentado por la presidenta de la Comisión, Ursula von der Leyen, y con la misma ley de Cambio Climático elaborada por la ministra Teresa Ribera. Pero la iniciativa, para que sea eficaz, requiere algunas medidas de rápida implementación. Y en esta línea reclama “certificados que garanticen que el gas que se está consumiendo es verde, algo que ya existe en la electricidad” para facilitar el desarrollo del biometano. “Lo hemos hablado ya con la CNMC y con el Ministerio”.

Junto con la economía circular y la digitalización, el plan de Sedigas propone “políticas de I+D+i que nos ayuden a impulsar el uso del hidrógeno, que es uno de los vectores que apuntan a un gran crecimiento.”. Empresas como Redexis, Enagás, Repsol o Naturgy lo están estudiando. “De momento no salen los números, se necesita un impulso público, pero es muy importante que España se consolide como un país precursor en esta tecnología”, concluye.

Iberdrola repartirá 485 millones de dividendo complementario entre sus accionistas en España

- **Aumentará capital por máximo de 1.481 millones...**
- **...para abonar el dividendo, que será como mínimo de 0,232 euros**

eleconomista.es
06/07/2020

Iberdrola distribuirá entre sus 361.174 accionistas en España un total de **485,5 millones de euros en concepto de dividendo complementario**, de acuerdo a los términos de la nueva edición del sistema Iberdrola Retribución Flexible comunicados hoy por la compañía a la **Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)**.

En concreto, los accionistas del grupo **recibirán 0,232 euros brutos por acción** con cargo al ejercicio 2019.



Este importe se suma a los 0,168 euros brutos por acción ya distribuidos el pasado mes de febrero como dividendo a cuenta, con lo que la retribución total al accionista con cargo a 2019 asciende a 0,40 euros brutos por acción, **un 14% más que en el año anterior**.

De este modo, Iberdrola cumple su compromiso de incrementar el dividendo en línea con la evolución de sus resultados, después de que el beneficio neto del grupo **alcance los 3.406 millones de euros el pasado ejercicio**, un 13% más que en 2018.

Como en anteriores ocasiones, los accionistas de Iberdrola **podrán elegir entre recibir su retribución en efectivo o en nuevas acciones** de la compañía de forma gratuita.

En concreto, los accionistas de Iberdrola disponen de tres opciones: cobrar el importe correspondiente a su dividendo complementario (0,232 euros brutos por acción) directamente en efectivo, vender sus derechos de asignación en el mercado o bien obtener nuevas acciones liberadas del grupo de forma gratuita.

Estas tres opciones **no son excluyentes**, por lo que el accionista podría elegir una de las alternativas o combinarlas de acuerdo con sus preferencias.

Los accionistas que prefieran recibir nuevas acciones del grupo de forma gratuita necesitarán 44 derechos de asignación para obtener un nuevo título.

Con el pago de este dividendo, Iberdrola continúa avanzando en su modelo ESG, enfocándose en criterios medioambientales, sociales y de gobernanza, y proporcionando bienestar a accionistas, empleados y sociedad en general.

Calendario del dividendo

De acuerdo con el calendario establecido, el **7 de julio** (mañana) es último día en el que se negocian las acciones de Iberdrola con derecho a participar en el sistema de dividendo opcional, el 8 de julio de 2020 es la fecha de referencia (*ex date*) desde la cual (inclusive) las acciones de Iberdrola se negocian sin derecho a participar en este sistema de dividendo opcional, así como del comienzo del periodo común de elección y del periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita.

El **22 de julio** de 2020 es el fin del periodo común de elección y del periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita, **4 de agosto es el pago del dividendo complementario** a quienes hubieran optado por recibir efectivo mediante esta opción, y el **5 de agosto** la fecha prevista para el inicio de la contratación ordinaria de las nuevas acciones que se emitirán en virtud del aumento de capital.

Ampliación de capital

Iberdrola ampliará capital por un valor de mercado **máximo de 1.481 millones de euros** en el marco del sistema de dividendo opcional 'Iberdrola Retribución Flexible'. Este importe garantiza que el dividendo complementario bruto por acción, sea, como mínimo, de 0,232 euros.

De este modo, el número máximo de acciones nuevas a emitir en virtud del aumento de capital es de 141.818.181, mientras que el número de derechos de asignación gratuita necesarios para recibir una acción nueva es de 44, ha explicado la compañía a la CNMV.

El importe nominal máximo del aumento de capital asciende a 106,36 millones de euros, y el **importe del dividendo complementario bruto por acción es de 0,232 euros**.

Asimismo, la compañía explica que el importe agregado máximo del dividendo complementario bruto es de 1.447,68 millones de euros, cifra que resulta de multiplicar el número total de acciones de Iberdrola en circulación a la fecha actual.

Se asume que el número de acciones de la sociedad en circulación a 9 de julio de 2020 será el mismo esto es, 6.240.000.000 acciones, número que resulta de la ejecución del acuerdo de reducción de capital social mediante amortización de acciones propias adoptado por la junta general de accionistas.

Descarbonizar las islas en el 2040 cuesta 30.000 millones, según Endesa

lavanguardia.com
06/07/2020



Descarbonizar las islas Canarias y Baleares diez años antes de lo previsto, es decir, para el año 2040, supone una inversión de 30.000 millones de euros, según un informe que presentará hoy el consejero delegado de Endesa, José Bogas, en presencia de la ministra de transición ecológica, Teresa Ribera, y los responsables medioambientales de ambos archipiélagos.

El informe, elaborado por Deloitte, a modo de experiencia piloto, supone avanzar en la transición energética y demostrar que se puede ejecutar la descarbonización en 20 años en determinados territorios.

Habría que incrementar la capacidad de renovables y promover los coches eléctricos

Para activar dichos planes hacen falta actuaciones en varios ámbitos: desde incrementar la actual capacidad de generación de electricidad de renovables (concretamente en Canarias 10-11 GW y 20-25 GWh de capacidad de almacenamiento para respaldo, y en Baleares, 4,5-5 GW y hasta 14 GWh de almacenamiento) hasta promover la movilidad limpia, con el uso de coches eléctricos y transporte público ecológico, así como medidas para promover el almacenamiento y la gestión de la demanda. De igual modo, habría que eliminar barreras administrativas y definir mecanismos competitivos sostenibles para atraer inversores.

En las islas Baleares se ha aprobado una ley de Cambio Climático y Transición Energética para reducir las emisiones en el 2050, mientras que las islas Canarias están elaborando ahora un plan para descarbonizar la economía en el 2040, pero si es posible antes. Se han fijado como primera meta el año 2035.

El sistema descarbonizado que se propone para Canarias tendría una reducción del 40% en el coste de generación eléctrica, y en las Baleares, del 60%. Además, el gasto energético para las familias disminuiría hasta un 40% para el 2030 y hasta el 72% para el año 2040. Según Alberto Amores, de Deloitte, "descarbonizar las islas una década antes que la Península permitiría adquirir experiencia para el despliegue de nuevas tecnologías". Ahora toca que las ideas en papel se empiecen a plasmar.

Endesa convierte a Baleares y Canarias en la punta de lanza de su giro al verde

La eléctrica presenta a la vicepresidenta de Transición Ecológica Teresa Ribera una propuesta para descarbonizar las islas en 2040, diez años antes que en la península, con una inversión de 34.000 millones.

lainformacion.com
06/07/2020

Endesa acelera los planes para no perder el tren verde. En pleno cierre de centrales de carbón, **la compañía propiedad de la italiana Enel (70%)** va a presentar a la vicepresidenta cuarta del Gobierno Teresa Ribera una guía de acción elaborada con Deloitte para convertir a los sistemas eléctricos extrapeninsulares de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla en la punta de lanza de la transición energética. **La idea es alcanzar en 2040 la descarbonización completa de las islas y de las ciudades autónomas**, en las que Endesa es la gran generadora y distribuidora de electricidad. El objetivo es llegar a meta diez años antes que en la península, con una inversión global prevista de 34.000 millones de euros en 20 años para todas las actuaciones, no sólo las referidas al sector eléctrico. Según Endesa, la cuenta sale: el ahorro previsto en importaciones energéticas llegaría a los 35.000 millones

"Acelerar la descarbonización en los sistemas no peninsulares **permitiría reducir hasta un 72% el gasto energético y generaría 4.500 empleos anuales**, es decir un total de 90.000 empleos hasta 2040", explica el **consejero delegado de la eléctrica José Bogas**. "Reduciría además el coste de generación un 40% en Canarias y un 55% en Baleares. Es una oportunidad para España", concluye.

Bogas pule la nueva estrategia de Endesa, que no quiere mantener en las comunidades insulares la vitola de empresa contaminante que ha arrastrado durante años. **De los 23.365 MW de potencia de generación de Endesa, 19.026 MW están en el sistema eléctrico peninsular** y 4.339 MW en los territorios no peninsulares. El problema es que estos dependen de **centrales de carbón y de fuel**, muy contaminantes.



El peso del carbón

En Baleares, las centrales de carbón redujeron su producción un 16,5% el pasado año, pero siguen siendo la tecnología con mayor peso en el mix energético: representaron el 45,2 % del total generado en el 2019 (un 49,7 % en el 2018).

En Canarias, donde conviven seis sistemas eléctricamente aislados, de pequeño tamaño y débilmente mallados, dos de las nueve plantas de Endesa, las de Granadilla (Tenerife) y San Bartolomé de Tirajana (Gran Canaria), se situaron en 2018 en los puestos 14 y 16 de las instalaciones que más dióxido de carbono emitieron el territorio nacional, según datos de la Comisión Europea.

Endesa quiere protagonizar la transición energética y aprovechar la posición histórica dominante -y subvencionada- en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla para dar el salto. De la tarifa -vía cargos que decide el Gobierno en la tarifa- **salen cada año 1.449 millones para subvencionar y asegurar el suministro de energía en las comunidades insulares y las comunidades autónomas.**

Por supuesto, detrás del plan de Endesa no sólo hay imagen, sino también números. El pasado año, la energética **cargó a los resultados de 2019** un deterioro de 1.469 millones por las centrales de carbón y una nueva dotación por 404 millones de euros por las centrales extrapeninsulares. Todo, porque el cálculo de la retribución de las centrales de los territorios extrapeninsulares (que está regulado) **para el periodo 2020-2025 se ha recortado, lo que ha llevado al ajuste contable.**

El cruce de recortes, normativa, imagen y planes de inversión en renovables-la compañía anunció en noviembre que **invertirá 6.300 millones entre 2019 y 2021**, la mitad de ellos en instalaciones renovables-es lo que ha llevado a la elaboración del informe **“Los Territorios No Peninsulares 100% descarbonizados en 2040: la vanguardia de la transición energética en España”** de Deloitte.

El documento de Deloitte y Endesa propone actuar no sólo en la generación eléctrica, sino también en el transporte, los hogares y los servicios, según las peculiaridades de cada comunidad. **Estas son las principales propuestas:**

Canarias: La clave para la comunidad es la generación renovable con almacenamiento. **Un sistema eléctrico completamente descarbonizado en 2040 requiere 10-11 GW de generación renovable** y 20-25 GWh de capacidad de almacenamiento. **El mix renovable sería 25% eólico y 75% solar.** El sistema propuesto ocuparía el 1,9% del territorio de Canarias, o el 15% de la superficie agrícola sin cultivar. La inversión necesaria se sitúa entre 12.000 y 19.000 millones de euros hasta 2040, con un coste de generación de 70-90 €/MWh, lo que supone una reducción del 40% con respecto a la actualidad.

Baleares: descarbonizar por entero el sistema eléctrico en 20 años requiere entre 4,5-5 GW de capacidad renovable instalada, 13-14 GWh de capacidad de almacenamiento e incrementar la capacidad de interconexión neta con la península, hasta los 650 MW. Mejor energía solar y almacenamiento, para ocupar solo el 1% de todo el territorio o el 17% del suelo baldío e improductivo. **La inversión necesaria para el objetivo 2040 se sitúa entre los 6.000 y los 7.000 millones de euros**, con un coste medio de generación de 50-55 €/MWh, un 55% inferior al actual.

Ceuta y Melilla: Inversión de entre 280 y 300 millones de euros. En Ceuta, si los planes de conexión con la península se cumplen, el suministro estaría asegurado con energía renovable procedente del otro lado del Estrecho. **Generación tradicional reservada para incidencias.** Melilla, por el contrario debería apostar por el autoconsumo y los llamados combustibles renovables (gas producido con residuos etc). **Alberto Amores, socio responsable de Energía de Monitor Deloitte** concluye que “descarbonizar los territorios no peninsulares en 2040, una década antes que en la península, es viable y económicamente rentable”.

La nueva batalla de Iberdrola, Endesa y Naturgy

msn.com
06/07/2020

Las eléctricas reclaman poder para invertir más en redes, cruciales para plantar cara a nuevos rivales en plena revolución del mercado.

Las grandes eléctricas, entre ellas Iberdrola, Endesa y Naturgy, quieren hacerse más fuertes con la infraestructura de distribución de luz en España, es decir, los cables finales de la red, los que llegan hasta la casa del usuario. Las tres mayores compañías, junto con otras más pequeñas, como Viesgo y otras distribuidoras locales que forman parte de las agrupaciones Cide y Aseme, reclaman al Gobierno libertad total para invertir más en la red.

A priori es algo bueno para todos. Más inversión significa más empleo, más generación de riqueza para el país, redes eléctricas más robustas y con más servicios y sin apagones. Pero en la práctica las eléctricas quieren hacer de la red de distribución su gran frente comercial justo en un momento clave, de transformación histórica de su modelo de negocio.

El mercado eléctrico vive una revolución sin precedentes. No sólo surgen decenas de pequeños comercializadores virtuales (sin red) cada mes. Además, empiezan a emerger nuevos competidores como Repsol o Total que han irrumpido en la venta de electricidad comprando clientes a otras empresas y sin instalar ni un solo cable. Todo ello, en un proceso acelerado de creación de nuevos servicios y tecnologías, como los puntos de recarga para los vehículos eléctricos, o el autoconsumo.

Presión por el Covid

Las eléctricas con red aseguran que podrían adelantar cientos de millones de inversión si el Gobierno les dejara. Así se desprende de un informe elaborado por Deloitte y patrocinado por las empresas. En concreto, el informe explica muy detalladamente que, durante el periodo 2020-2023 se podrían invertir unos 2.000 millones de euros más de la cifra inicialmente prevista antes de la pandemia, que se situaba en unos 7.000 millones. Precisamente el Covid y sus consecuencias económicas han metido presión a la puja de las inversiones de la red. La razón es sencilla. Legalmente, las empresas eléctricas siempre han tenido un límite a las inversiones que pueden hacer en la red de distribución. Entre otras cosas porque la retribución que reciben por el uso de esta red está regulada por ley, y se carga al recibo que pagan todos los usuarios. Concretamente, el límite de inversión era el 0,13% del Producto Interior Bruto (PIB) en España.



Pero el Covid lo ha trastocado todo. Con la pandemia y el confinamiento, el PIB se ha hundido, y con ello, el volumen total de inversiones que resultaba de aplicar el 0,13%. El Gobierno aprovechó el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se adoptaban medidas para poner orden en el mercado de renovables, para colar entre otros asuntos un pequeño caramelo para las distribuidoras, ampliándoles el límite de inversión en redes. Así, se ha pasado del 0,13% del PIB al 0,14%, de forma "excepcional" para los ejercicios 2020, 2021 y 2022. Con el incremento, en la práctica se vuelve a la casilla de salida.

Es decir, a los 7.000 millones de inversión prevista, pero no se aumenta. Las eléctricas consideran que sus inversiones podrían actuar de motor, o sector "tractor" de la economía, con el consiguiente beneficio para la reactivación económica de todo el país.

Los distribuidores eléctricos, dice el informe de Deloitte, podrían acelerar sus inversiones hasta los 9.000 millones entre 2020-2023 y, a su vez, estas inversiones podrían inducir otros 15.000 millones de inversión asociada a la transición energética en el mismo periodo.

El destino de esta inversión sería el de modernizar y digitalizar la red. El plan de las eléctricas tendría cabida dentro del ambicioso plan de transición ecológica que quiera sacar adelante el Gobierno.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) contempla inversiones asociadas a redes por valor de 42.000 millones entre 2021-2030. Tendrá impacto en todas las comunidades por su capilaridad geográfica. Lo que piden las eléctricas es adelantar parte de esas inversiones del periodo 2021-2030 varios años, y concentrar una parte sustancial en el periodo 2020-2023. Según el informe de Deloitte, las inversiones en red de las eléctricas generarían un valor agregado de más de 20.000 millones para la economía entre 2020-2023 y hasta 75.000 empleos anuales. Para el usuario, que es el que finalmente pagaría con sus recibos la retribución de la red, el impacto sería limitado, ya que representaría poco más de 1,5 euros anuales por punto de suministro a partir de 2023.

Canarias

Curiosamente, la ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, dijo ayer que no es tiempo de ralentizar, sino de acelerar los planes de transformación "utilizando el potencial de la economía verde para la recuperación económica".

Ribera participó en la presentación del estudio "Los territorios no peninsulares 100% descarbonizados en 2040", también elaborado Deloitte en colaboración con Endesa. El informe, a cuya presentación acudió también José Bogas, consejero delegado de Endesa, que es la empresa que más se juega en Canarias y Baleares, explica el potencial de las islas como avanzadilla de la transición ecológica.

Adiós al choque con las eléctricas: Endesa escenifica la sintonía de sector y Ejecutivo

Gobierno y empresas apuestan por acelerar las inversiones como vía para salir de la crisis

bolsamania.com
07/07/2020

La relación del Gobierno con las grandes compañías del sector eléctrico vive un momento positivo. Nada que recuerde a los históricos choques del sector. El motivo principal, que las **compañías están a las puertas de un millonario plan inversor, con el que cumplir con los objetivos de crecimiento en energías renovables** que ha puesto en marcha el Ejecutivo. Y, en un momento de crisis económica como el actual, la promesa de crear hasta 20.000 empleos al año es un objetivo que agrada a todos los jugadores.



Esa promesa de empleo la ha escenificado este lunes el **consejero delegado de Endesa, José Bogas**. El directivo prometió esa cifra, de entre 15.000 y 20.000 empleos cada año, gracias a la nueva regulación renovable aprobada por el Ejecutivo y que aún tiene por delante su tramitación parlamentaria.

"España tiene un plan en materia energética y, por encima de cualquier otra consideración, es un buen plan; elaborarlo es importante y meritorio, por lo que aprovecho para reconocérselo a la ministra", aseguró Bogas durante su intervención en una jornada organizada por **Deloitte** en la que también intervino la **ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera**.

NUEVA REGULACIÓN FAVORABLE

Bogas se refería tanto a la Ley de Cambio Climático, ya en el Congreso de los Diputados; como al Real Decreto de medidas para impulsar estas energías 'verdes' y acelerar la reactivación de la economía. Y este último es clave, porque en realidad es que ha permitido una **nueva regulación para acabar con la especulación en la compra de accesos a la red de electricidad**.

En ese mismo acto, Ribera ahondó en que la nueva regulación y la apuesta por las renovables no es un 'as' que se haya sacado de la manga el Ejecutivo para acelerar la inversión tras la pandemia, sino que era **una hoja de ruta hacia la descarbonización que ya estaba marcada en el calendario**.

De hecho, el propio ministerio señaló al justificar el Real Decreto aprobado el 23 de junio que esa presencia de especuladores, donde detrás no hay un proyecto industrial "obstaculiza y encarece la puesta en marcha de los proyectos solventes", en referencia, entre otros, a los de las grandes eléctricas.

En total, **se estima que antes de 2030, se instalarán en España 60.000 MW de potencia renovable en España.** Y ahí están los principales actores del sector. En total, el Gobierno estima inversiones por valor de 90.000 millones de euros y la creación de 107.000 y 135.000 empleos netos. Y, si el sector no invierte, esas cifras no salen.

Gol empresarial en la UE: carbón, gas y nucleares tendrán etiqueta 'sostenible'

El reglamento de la UE para las inversiones medioambientales asume el principio de neutralidad tecnológica que reclaman los grandes grupos de presión en Bruselas.

lainformacion.com
07/07/2020

Está recién salido del horno, calentito y lleno de agujeros. Es el reglamento que debe guiar las inversiones sostenibles en la UE para cumplir con los compromisos medioambientales del Acuerdo de París y el llamado "paquete de invierno". La norma -**Reglamento 2020/852 de la UE**- entra en vigor este mes y supone una victoria para los grupos de presión de Bruselas vinculados a las grandes empresas energéticas. **La ambigüedad del articulado abre el campo a las inversiones gasistas, petroleras, nucleares** y de captura de carbono siempre que se puedan considerar "actividades facilitadoras" de la transición energética para otros sectores.

La norma no excluye ninguna tecnología. **Asume el principio de "neutralidad tecnológica" en sustitución de la "neutralidad en carbono"**, más rigurosa. En suma, admite todas las actividades siempre que sean "coherentes con un plan para limitar el aumento de la temperatura" a 1,5 grados. Todas las tecnologías sirven para luchar contra el cambio climático y todas tienen que ser tratadas en igualdad de condiciones en la regulación, sin criterios discriminatorios, incluso **aunque emitan gases de efecto invernadero.**

La ambigüedad calculada del reglamento es un triunfo para las empresas gasistas, eléctricas y del automóvil que han reclamado en todos los tonos y los foros posibles ese **concepto de "neutralidad tecnológica"** que puede ser la palanca para extender la vida de los negocios tradicionales. La posibilidad de que actividades como el gas, las nucleares o incluso el carbón acaben bajo el paraguas de la "sostenibilidad" tiene implicaciones.

Si una actividad es sostenible, la etiqueta verde le da derecho a acceder a todos los fondos europeos, a los créditos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y a las ayudas e incentivos nacionales que se determinen.



Media docena de objetivos

El riesgo de extender la etiqueta de la sostenibilidad es que los recursos que lleguen a actividades como el gas, las nucleares, el autogas o la **captura de Co2** detraigan inversiones en renovables, eficiencia energética, generación distribuida o gestión de la demanda. Lo permite la redacción un tanto confusa del reglamento. Un ejemplo: **el artículo 9 considera seis objetivos medioambientales para tener cuenta en la financiación de proyectos**; son mitigación, adaptación, recursos hídricos y marinos, economía circular, control de la contaminación y proyección y recuperación de la biodiversidad. Pero la calificación de una actividad como sostenible se obtendrá con sólo contribuir sustancialmente a uno de esos objetivos.

La manga ancha puede extender la moda del "greenwashing", disfrazando de limpieza y acción por el medio ambiente negocios incompatibles con la lucha contra el cambio climático. **Los grupos de presión en Bruselas han trabajado mucho y duro para convencer a la Unión Europea de que merece la pena mantener el uso de combustibles fósiles.** Las empresas del sector gasista por ejemplo, apoyadas por las compañías que operan los tubos y las regasificadoras han presionado a favor del biogás, un combustible que se origina a partir de desechos biológicos. .

Según la industria, el biogás puede complementar e incluso sustituir al gas natural, así como utilizar sus infraestructuras. Un recurso, sostienen, que es "inagotable, con emisión neutra de CO2, totalmente intercambiable por el gas natural, e inyectable a la infraestructura de distribución gasista". Pero la realidad es más compleja. Para organizaciones como el **Observatorio Corporativo Europeo**, el biogás sólo es un intento de la industria tradicional para confundir y "teñir de verde" al primo mayor, el gas natural, fósil y contaminante. Según sus previsiones, el biogás "nunca sustituirá el uso actual de gas fósil" y sólo satisfará el 7% de la demanda actual de gas para 2050.

Asociaciones y cabildeo

Entre las asociaciones más activas y pendientes del reglamento europeo figura el lobbí Gas por el Clima (G4C), que reúne a constructores y operadores de gasoductos -Enagás (España), Fluxys (Bélgica), Gasunie (Países Bajos), GRTgaz (Francia), Open Grid Europa (Alemania), Snam (Italia) y Teréga (Francia); y dos asociaciones de la industria del biogás, la **Asociación de Biogás** y Consorzio Italiano.

La transición hacia una economía con cero emisiones ha desatado una batalla empresarial sin precedentes para adaptar los negocios energéticos a la nueva realidad y, en la medida de lo posible, mantener las actividades que aseguran ingresos y beneficios.

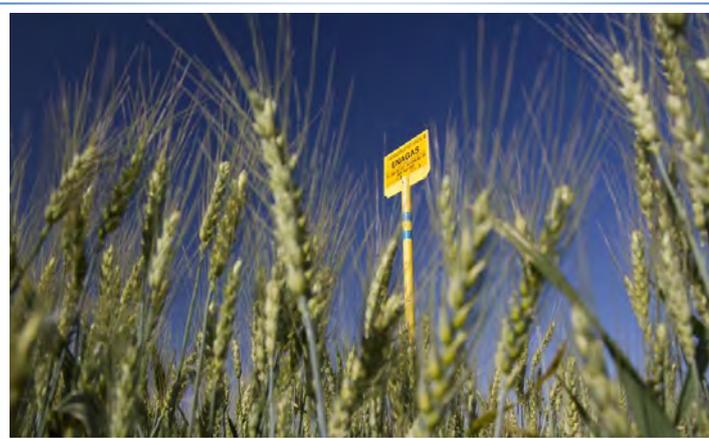
Por eso las empresas trabajan con denuedo para hacer llegar sus tesis a los legisladores. La Red Europea de Observatorios de Corporaciones -ENCO por sus siglas en inglés- ha destacado en sus informes la eficacia de la labor de cabildeo que realizan los **gestores de la red de gas de España**, Italia, Francia y Bélgica.

Según los datos de ENCO, las empresas de redes mantuvieron el pasado año casi medio centenar de reuniones en Bruselas para defender sus propuestas, con un coste aproximado de un millón de euros. Si se consideran las reuniones de los grupos empresariales de los que forman parte (**Gas Infrastructure, Hydrogen Europe, ENTSO-G, Gas Naturally y NGVA**), el coste del cabildeo se duplica.

Hidrógeno verde para una recuperación más sostenible

La energética Enagás apuesta por los gases renovables como vector para la transición energética y como impulso para la reactivación de la economía

lavanguardia.com
07/07/2020



Si algo hemos aprendido de la Covid-19 es la importancia de estar siempre preparados. Ahora, para lograr una sociedad más resiliente resulta necesario reactivar la economía. Según los expertos, la clave de esta recuperación pasa por no perder de vista una transición energética con los gases renovables como grandes protagonistas. La emergencia climática no espera.

La compañía Enagás está trabajando, entre otras líneas de acción, en el desarrollo del hidrógeno verde y el biogás-biometano como un vector clave para la transición energética y para la reactivación económica.

El Pacto Verde, que marca el camino para la descarbonización y la economía circular, considera imprescindible el papel de los gases renovables, como el hidrógeno verde y el biogás-biometano

Entre las iniciativas más destacadas, la compañía ha presentado el proyecto *Green Crane*, que busca posicionar a España como *hub* logístico de hidrógeno renovable en Europa para su exportación al resto de países que conforman el continente, y que opta a incluirse como Proyecto Importante de Interés Común Europeo (IPCEI). “Este proyecto permitirá descarbonizar más sectores, fortalecer el sistema energético europeo y posicionar a España como referente y puerta de entrada del hidrógeno en Europa con infraestructuras de almacenamiento y transporte ya construidas”, señala el presidente de Enagás, Antonio Llardén. “Contamos con una red de infraestructuras con capacidad y vertebración geográfica suficiente para conectar los potenciales puntos de producción y consumo”, añade.

Energías limpias con múltiples aplicaciones

La Comisión Europea considera que el hidrógeno es un vector energético de futuro para Europa, así que una de sus prioridades es que sea sostenible. Para ello, tal y como establece el borrador de su *Plan de Recuperación para Europa*, el objetivo es producir un millón de toneladas de hidrógeno limpio para reducir el coste actual. El hidrógeno verde es una fuente de energía 100% limpia y neutra en carbono, que no genera CO₂ en todo su proceso de producción. Además, cuenta con múltiples aplicaciones para la descarbonización en todos los sectores: transporte, industria, sector residencial-comercial y generación eléctrica.

La CE considera que el hidrógeno es un vector energético de futuro para Europa y una de sus prioridades es que sea sostenible

Los gases renovables además son fácilmente almacenables y se pueden transportar en la red existente de infraestructuras gasistas. En el caso del hidrógeno verde, además, permite el acoplamiento inteligente del sector eléctrico y el gasista, aportando en ese caso seguridad de suministro y aprovechamiento al máximo de ambos sectores energéticos a un coste razonable.

Los expertos claman por una reinversión “verde”

Para la presidenta de la CE, Ursula von der Leyen, “debemos construir una Europa resistente, verde y digital. En esto se centrará nuestra estrategia de crecimiento”. En su *Plan de Recuperación para Europa*, la Comisión Europea (CE) se ha propuesto reactivar la economía con 750.000 millones de euros, valiéndose del *Pacto Verde Europeo* como estrategia de crecimiento. El objetivo es hacer sostenible la economía de la UE a través de una transición energética justa. Este Pacto Verde, que marca el camino para la descarbonización y la economía circular, considera imprescindible el papel de los gases renovables, como el hidrógeno verde y el biogás-biometano.

El proyecto Green Crane permitirá descarbonizar más sectores, fortalecer el sistema energético europeo y posicionar a España como referente y puerta de entrada del hidrógeno en Europa

“El mundo no debe perder esta oportunidad única de hacer del hidrógeno una parte importante de nuestro futuro energético limpio y seguro”, asegura el director ejecutivo de la Agencia Internacional de Energía (AIE), Fatih Birol. Temeroso de un repunte de las emisiones al recuperar la actividad tras la pandemia, Birol llamó a aprovechar esta oportunidad para impulsar una recuperación económica basada en tecnologías verdes. “Invertir en estas áreas puede crear empleos, hacer que las economías sean más competitivas y conducir al mundo hacia un futuro más resiliente y limpio”, destacó el responsable de la AIE.

A pesar de que el hidrógeno es una tecnología todavía en desarrollo, los expertos estiman que, con las medidas de apoyo necesario para escalar su producción, a medio plazo será competitivo. Para avanzar en esta consolidación energética, la CE también destinará en su plan hasta 30.000 millones de euros durante los próximos diez años a la inversión en I+D+i. A nivel nacional, la futura *Ley de Cambio Climático y Transición Energética* española también contempla que el gas renovable se convierta en un vector energético clave.

El ICO se estrena con ACS en la financiación a la energía eólica marina

Participa con 67 millones en el proyecto escocés Kincardine

cincodias.elpais.com
08/07/2020

El mayor proyecto diseñado hasta el momento para la creación de un parque eólico marino flotante, el que **ACS** está levantando en Escocia a través de su filial Cobra, ha atraído el interés del banco público español ICO.



La constructora que preside Florentino Pérez cerró días atrás una ronda de financiación para sufragar el coste de la infraestructura, por 380 millones de libras (425 millones de euros), y, según ha podido saber Cinco Días, el ICO ha tomado una de las posiciones del sindicato con 60 millones de libras (67 millones de euros).

Más allá de las cifras, se trata del estreno de la entidad financiera en el prometedor terreno de la energía eólica *offshore*. Un paso que responde a la estrategia de acompañar a empresas españolas en nuevas oportunidades de negocio.

El parque escocés de Kincardine, con la citada inversión estimada de 380 millones de libras, está llamado a convertirse en el mayor parque eólico comercial flotante del mundo. Pero también ha sido tomado como referente de la financiación verde, con un préstamo que se ha estructurado como Green Loan bajo los requisitos de la Loan Market Assotiation (LMA).

Esta operación sindicada ha sido coordinada por Natixis, que actuó además como uno de los principales mandated lead arrangers, aseguradores y colocadores de la transacción. La financiación ha obtenido la etiqueta Certificado de Bonos Climáticos, otorgada por la Iniciativa de Bonos Climáticos (CBI), siendo esta la primera certificación de estas características para un proyecto eólico flotante en alta mar.

Vigeo Eiris, por su parte, es quien ha ejecutado el mandato de verificación de los criterios de energía renovable de generación marina. Estos parámetros científicos aseguran que el préstamo certificado es consistente con el límite de calentamiento en dos grados incluido en el Acuerdo de París.

Presencia española

El parque eólico de Kincardine contará con una potencia instalada de 50 megavatios (MW) en el mar del Norte, unos 15 kilómetros mar adentro desde la costa escocesa de Aberdeen.

Entre sus particularidades figura el uso de tecnología para profundidades superiores a los 50 metros, lo que permite que los aerogeneradores no vayan fijados a la plataforma marina. Con ello, se busca reducir el impacto respecto a la eólica off shore tradicional, aprovechar zonas de instalación con menores restricciones medioambientales y con mayor intensidad de viento, y competir favorablemente en costas profundas como las de Estados Unidos y Japón.

Además de la presencia de Cobra como promotor, constructor y operador de la instalación, el proyecto también cuenta con Navantia y Windar como proveedoras de las plataformas. De hecho, el ICO justifica su presencia en la financiación como vía para que la industria española ocupe un lugar preferente en este tipo de nuevos desarrollos.

Otra compañía que pone su firma en el proyecto Kincardine Offshore Windfarm es Repsol. Y es que la infraestructura se basará en el sistema Windfloat, patente en la que la petrolera participa con un 25% del capital.

Además de esta entrada en la financiación de la eólica marina, el Instituto de Crédito Oficial participa en proyectos con intereses españoles en 15 países y con financiación en siete monedas distintas. La sostenibilidad se ha convertido en denominador común de los desarrollos que está respaldando.

Cobra, por su parte, tiene en cartera más de 2.500 megavatios de eólica flotante con una inversión estimada de 10.500 millones de euros para los próximos diez años, especialmente en el desarrollo de parques en Asia.

BANCO DE PRUEBAS PARA UN NEGOCIO PROMETEDOR

Turbinas de Vestas. El parque eólico Kincardine estará equipado con seis turbinas (una de 2 MW y cinco de 9,5 MW) suministradas por MHI Vestas. Estas irán sobre estructuras flotantes semisumergibles diseñadas por Principle Power. ACS cuenta con un contrato de suministro (PPA) con el operador eléctrico británico OFGEM por 20 años.

Socio mayoritario. Cobra tiene el 90% del capital de la planta y lleva tiempo barajando la posibilidad de dar entrada a nuevos socios. Su intención es quedarse con un mínimo del 20% y la operación del proyecto.

A pleno rendimiento este año. Está siendo ejecutado en aguas con profundidades de 60 a 80 metros. La previsión es que la instalación esté en pleno funcionamiento en el cuarto trimestre de 2020.

Audax Renovables compra la comercializadora húngara de electricidad de E.ON

- Sus acciones suben hasta un 9% este miércoles tras anunciar la operación
- La compañía no ha comunicado el precio final de la adquisición...
- ...porque "se determinará una vez se cumplan las condiciones suspensivas"

eleconomista.es
08/07/2020

Audax Renovables ha comprado a la filial húngara de la alemana E.ON el 100% del capital social de su comercializadora de electricidad en Hungría, **E.ON Energiakereskedelmi**, según ha informado este miércoles la compañía a la **Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)**.

En el primer comunicado remitido este miércoles al supervisor, antes de la apertura del mercado, la compañía no ha indicado el precio de la operación de compraventa.



Más tarde, al poco de comenzar **la sesión bursátil**, Audax Renovables **ha enviado otro documento a la CNMV** en el que señala que el precio final "se determinará una vez se cumplan las condiciones suspensivas" y que "no representa un importe material en relación con los activos y la tesorería consolidada del grupo".

Asimismo, la compañía asegura que la compra de E.ON Energiakereskedelmi "no implica el incumplimiento de los ratios de deuda".

Las acciones de la compañía, cotizadas en el Mercado Continuo de la bolsa española, suben con fuerza tras el anuncio. Han tocado un máximo intradía en 1,8 euros por acción frente a los 1,656 euros en los que acabaron el martes, lo que supone unas ganancias de hasta el 8,6% en la jornada.

Diversificación geográfica

Con esta operación, con la que la empresa da un importante paso para su diversificación geográfica, Audax **quiere convertirse en uno de los actores más relevantes en el mercado húngaro** de electricidad.

Audax Renovables espera alcanzar una participación de aproximadamente el 25% en el suministro minorista de electricidad a pymes, grandes clientes industriales y municipales, aumentando su cartera de clientes en alrededor de 80.000 clientes, e **incrementaría su volumen de energía suministrada en hasta de 6TWh/año** adicionales.

La operación está sujeta a determinadas condiciones suspensivas, además de tener que contar con las preceptivas autorizaciones regulatorias necesarias por parte de los organismos europeos y húngaros competentes.

La compañía espera completar la operación **entre el tercer y cuarto trimestre** de este año.

El Gobierno permite subastas feroces a cero euros para impulsar las renovables

msn.com
09/07/2020

Los grandes grupos integrados, que pueden compensar con un negocio las pérdidas en otro, tienen más ventaja competitiva en la puja por las nuevas licencias.

El Gobierno va a permitir que los interesados en obtener licencias de renovables puedan competir en las subastas que se van a organizar tirando los precios, e incluso que puedan llegar a ofrecer producir electricidad a cero euros. De forma puntual, el Gobierno también contempla la posibilidad de que se oferten precios negativos.



Así se recoge en el proyecto de real decreto que va a regular el régimen económico de las renovables en España. Esta nueva norma complementa el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que el Gobierno aprobó hace dos semanas una serie de medidas urgentes para ordenar el sector de las renovables.

El Gobierno trata de poner fin al caos y la especulación financiera que se está produciendo en España en torno a las renovables, un sector donde se están anunciando un sinfín de proyectos, muchos de ellos sin un plan industrial a largo plazo detrás.

La nueva norma sobre el régimen económico de las renovables regula el mecanismo de subastas, la columna vertebral para ordenar el sector.

Con este sistema, el Gobierno otorgará cada año licencias a un determinado número de proyectos, hasta completar los megavatios (MW) requeridos según el Plan Nacional de Energía y Clima hasta 2030 -en torno a 60.000 MW-. Aplicando una aritmética simple se deduce que las subastas anuales pueden ser del orden de los 5.000 o 6.000 megavatios. La clave, en todo caso, no es la cuantía de megavatios, sino las condiciones en las que podrán pujar las empresas. Se trata de subastas al mejor postor. La licencia para instalar nuevos megavatios se la llevará el productor de energía que esté dispuesto a generarla al precio más barato.

Si su oferta es la mejor se lleva la licencia y a partir de ahí el Estado le garantizará que, durante una serie de años y bajo determinados coeficientes de ajuste, cobrará la energía producida a ese precio. Se lamina así de golpe la volatilidad del mercado mayorista de luz, el denominado pool eléctrico.

Cualquier otro promotor de renovables puede ir a este mercado directamente, sin la licencia del Gobierno, pero sufriría la incertidumbre diaria del pool en toda su intensidad. El problema de las subastas es que pueden ser tan feroces que provoquen una revolución en el sector y den pie a una guerra comercial que expulse a los más débiles o con menos músculo para soportar pujas despiadadas.

Vasos comunicantes

El Gobierno ha establecido en cero euros el mínimo (precio suelo) al que pueden llegar las ofertas. A priori es inimaginable que haya productores dispuestos a generar electricidad gratis. Pero en la práctica, y dada la complejidad del sistema eléctrico, con sofisticados vehículos financieros (contratos a futuros o de cobertura) y laberínticos vasos comunicantes entre sus distintos negocios, es algo muy factible que de hecho ocurre más habitualmente de lo que se piensa. Los grupos integrados verticalmente, que tienen generación, distribución y comercialización eléctrica, como las grandes compañías (Iberdrola, Endesa o Naturgy) o las que tienen generación y comercialización (Audax, Acciona, Repsol, Cepsa o Total), podrán jugar con la ventaja competitiva de la compensación entre negocios. Lo que dejan de ingresar en generación lo compensan con un mayor margen en comercialización.

Si venden a los clientes finales más electricidad de la que producen, el negocio es redondo, porque venden a un determinado precio electricidad que pueden estar comprando en el mercado a precio cero. Es habitual que, en algunas grandes eléctricas como Endesa, cuando el pool baja, su cuenta de resultados sube. En España, el pool ha estado a cero euros en varias ocasiones, sobre todo coincidiendo con puntas de producción eólica. La propia norma explica que "en el horizonte del periodo de aplicación de este mecanismo, este fenómeno [precios cero] se vaya haciendo más frecuente", a medida que entran más renovables al sistema. La clave para entender cómo introduce el Gobierno los precios cero en las subastas está en lo que ha denominado "exención de cobro". Es el precio al que puede llegar el pool, por debajo del cual no se retribuirá al productor. En la práctica, es como decir que el productor puede exprimir sus ofertas hasta ese límite. El borrador fija un precio de exención de cobro "en cero euros por megavatio hora".

Precios negativos también

Según el Gobierno, este suelo evitaría situaciones peores: precios negativos, como los que cada vez más se producen en Centroeuropa. En esos países, se permite que, si hay exceso de generación, el productor pague por evacuar la electricidad que genera, porque de otro modo tendría más costes. El domingo pasado, por ejemplo, el megavatio hora en el pool Epex, de Alemania y Austria, llegó a -15 euros, cuando en España estaba a +25. El Gobierno español no crea, aún, la figura de precios negativos. Pero no descarta hacerlo en el futuro.

El Gobierno dice textualmente en el borrador que establece el suelo de cero euros para "desincentivar precios negativos", siendo "susceptible de ser modificado para subastas concretas en la orden por la que se regula el procedimiento de subasta" en cada caso.

Hasta el 17

La nueva norma sobre el régimen económico de las renovables regula el mecanismo de subastas, la columna vertebral para ordenar el sector. El proyecto de esa norma está sometido a consulta pública hasta el día 17 de este mes.



desde 1977,
manteniendo
nuestra esencia

Sindicato
Independiente
de la Energía



Nos importan las PERSONAS
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Seguridad, Desarrollo, ...

Creemos en la NEGOCIACIÓN
Formación, Salario, Jornada, Competencias, Propuestas, Alternativas, ...

Trabajamos por UN FUTURO MEJOR
Empleo, Trabajo, Protección, Pensiones, Soluciones, Garantías...