

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 acelera la compra de Naturgy y delega en Critería Caixa la mediación con el Gobierno.

vozpopuli.com, 3 de mayo de 2024.

La operación necesita multitud de autorizaciones donde será clave el papel del accionista mayoritario. El nuevo inversor confía en que se cierre la operación sin complicaciones.

- El Gobierno autoriza un acuerdo con EAU para la protección de inversiones en plena OPA de Naturgy.
- El marido de Ribera y consejero de la CNMV incita a Moncloa a que intervenga en la OPA a Naturgy.

La operación de Taqa, el gigante energético de Abu Dabi, y Critería Caixa para tomar el control de Naturgy es compleja. Pero, a estas alturas, ninguno de los implicados duda de su éxito, según confirman a Vozpópuli fuentes financieras. Abu Dabi ve en Naturgy una empresa clave para lograr su diversificación de negocio y considera a Critería Caixa el aliado perfecto para abrir las puertas que se necesitan en este proyecto de 10.000 millones de euros.

La entrada de Taqa a cambio de la salida de fondos como CVC y GIP de Naturgy necesita multitud de autorizaciones. Como recuerdan los analistas de Bankinter, en España, la gasista que preside Francisco Reynés controla la mayor parte de la red de gas en España y además tiene un 44% de cuota en los contratos de suministro. Es además la tercera eléctrica, con una cuota de más del 14%.

Por ser una empresa cotizada con negocios muy regulados, cualquier cambio de control debe revisarse tanto por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) como también la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Dos reguladores a los que se puede sumar la futura Comisión Nacional de Energía (CNE) que se espera que esté en marcha en el último trimestre del año.

Naturgy busca estabilidad

La llegada de Abu Dabi necesita la 'luz verde' del Gobierno, ya que debería sortear la denominada 'ley antiopas'. La presencia de Critería en el capital de Naturgy y su permanencia en el accionariado y en el consejo, servirían para asegurar la españolidad de la empresa tras el cambio de accionariado. Una solución para Abu Dabi que, como insisten los conocedores de la operación, pretende llegar hasta el final de esta oportunidad de negocio "estratégica".

"Esta operación podría servir para ofrecer una mayor estabilidad en el accionariado", explica Joaquín Robles, analista de XTB. "Critería busca un socio que le apoye en la gestión y le permita continuar con su plan estratégico y decidir si finalmente continúa con el proyecto Géminis para dividir sus negocios entre infraestructuras reguladas y negocios liberalizados", añade la firma de análisis.

Más allá de España

Naturgy, además, tiene filiales en el extranjero con negocios que son estratégicos en esos mercados. Por lo tanto, un cambio de accionariado relevante, como se vivió en 2021 con la oferta por la gasista del fondo australiano IFM, necesita al menos una decena de autorizaciones en varios países de forma simultánea. Además de España, también se verán afectadas licencias en México, Luxemburgo, Australia, EEUU y Bruselas, en este caso por afectar al ámbito de la Unión Europea.

"La operación afecta a materias reguladas de competencia y en sectores tan estratégicos como son la seguridad de suministro y la red de gas de España", puntualiza el equipo de análisis de Bankinter. "Esto hace que deba pasar una decena de filtros administrativos a la hora de obtener licencias, permisos o la aprobación de diferentes organismos, algo podría demorar mucho en el tiempo la materialización de la operación", puntualizan los expertos del banco.

A ello se suma la complejidad geoestratégica del negocio de Naturgy. Taqa, con sede en Abu Dabi, es una empresa extracomunitaria, España recibe el gas de Argelia vía la empresa que lidera Reynés, y Emiratos Árabes y Argelia mantienen un enfrentamiento diplomático por el apoyo de Abu Dabi a la soberanía marroquí del Sáhara.

Este es otro de los grandes factores que generan gran dificultad para que Taqa alcance su objetivo en Naturgy en solitario. El papel de Critería Caixa en la operación, con su intención de mantener su papel histórico de máximo accionista de la gasista, aumenta las posibilidades de que esta operación tenga éxito

2.- El operador alemán de minas de lignito LEAG planea construir una central eléctrica de gas preparada para hidrógeno.

elperiodicodelaenergia.com, 3 de mayo de 2024.

La planta tendría una capacidad de 870 megavatios (MW) y su construcción podría comenzar ya en 2025.



LEAG, el mayor operador de minas de lignito de Alemania está listo para construir una de las primeras centrales eléctricas de gas preparadas para hidrógeno de Alemania. La compañía dijo que la planta tendría una capacidad de 870 megavatios (MW) y su construcción podría comenzar ya en 2025.

Sin embargo, LEAG dijo que aún no ha tomado una decisión de inversión, ya que esto dependería de criterios de licitación específicos. están detallados en la estrategia del gobierno sobre centrales eléctricas y requieren un acuerdo sobre el apoyo estatal por parte de la UE.

Las plantas de gas preparadas para hidrógeno se consideran cruciales para garantizar la seguridad del suministro de electricidad a medida que aumenta la proporción de energía renovable intermitente y el carbón se elimina gradualmente a más tardar en 2038.

Se espera que la construcción de la central eléctrica de gas en el parque industrial Schwarze Pumpe tarde unos seis años y pueda conectarse a la red en 2030, según LEAG. La ubicación ofrece “condiciones iniciales óptimas”, incluido un acceso existente a la red de gas natural. La planta también debería formar parte de la futura red central de hidrógeno de Alemania.

LEAG está planeando una amplia conversión a energías renovables en la región minera de carbón de Lusacia. En febrero, el gobierno alemán acordó una muy esperada estrategia para las centrales eléctricas, cuyo objetivo es crear el marco de inversión adecuado para nuevas centrales eléctricas alimentadas con gas y preparadas para hidrógeno.

Como sólo funcionarían de forma intermitente y los precios del combustible son comparativamente altos, actualmente no existe ningún argumento comercial para que las empresas los construyan.

Un informe reciente encontró que la implementación de los planes de hidrógeno de Alemania está retrasada. Actualmente, se están construyendo o en las etapas finales de decisión de inversión instalaciones de producción con una capacidad de sólo 0,3 gigavatios (GW), en comparación con una capacidad objetivo de 10 GW para 2030.

3.- Mariola Domenech (Acciona Energía): “El 57% de nuestro “feet float” está en manos de inversiones ESG”.

eleconomista.es, 3 de mayo de 2024.

- Es la directora de Sostenibilidad de la compañía de renovables.
- Acciona Energía lidera el Ranking ESG de [elEconomista.es](#).
- "El rechazo social a los parques ha aumentado en los últimos años.



Acciona Energía se sitúa como líder del [Ranking ESG de elEconomista.es](#) tras su última revisión, que tuvo lugar en marzo y que permanecerá vigente hasta septiembre de 2024. Esta clasificación ordena a las empresas del [Ibex 35](#) en base a un algoritmo propio que combina las notas de las grandes agencias de calificaciones ESG (ambientales, sociales y de gobierno corporativo): S&P Global, Morningstar, CDP e ISS. Acciona Energía se dedica en exclusiva a las energías limpias, pero aún así la descarbonización es uno de sus principales retos, explica Mariola Domenech, su directora de Sostenibilidad. Domenech también menciona como grandes desafíos la seguridad, la gestión de residuos (qué hacer con las palas

eólicas tras acabar su vida útil) o el impacto sobre la biodiversidad (ya que las turbinas se cruzan en el camino de aves o murciélagos). La cosa se complica todavía más ahora, [cuando acaba de aprobarse en Europa la Directiva de Diligencia Debida](#), advierte. [Visite el portal especializado elEconomista ESG.](#)

¿Una empresa de energías limpias tiene en la descarbonización uno de sus principales retos?

Sí, porque toda actividad conlleva un impacto. Tenemos multitud de tecnologías para las que necesitamos desarrollar una serie de actividades, algunas de las cuales emiten algún gas de efecto invernadero; por ejemplo, la biomasa, que es un combustible renovable que utilizamos. Nuestros objetivos de reducción de emisiones son muy ambiciosos (un 60% menos de emisiones de *alcance 1* y 2, y un 47% menos para el *alcance 3*, en 2030). Al mismo tiempo, estamos creciendo: el año pasado construimos 1,7 gigavatios y este año construiremos una cantidad similar. El reto es desacoplar ese crecimiento de las emisiones. Más aún cuando hablamos de las emisiones de *alcance 3* [relativas a toda la cadena de suministro].

¿Cómo de difícil es gestionar los residuos para una empresa que desarrolla parques eólicos y fotovoltaicos?

No generamos muchos residuos en comparación con otras industrias, pero algunos de ellos tienen cierta dificultad en su tratamiento, como pueden ser las palas de aerogenerador [las aspas]. Son la parte de las turbinas más difícil de reciclar debido a su composición, al incluir fibra de vidrio y de carbono. En Acciona Energía desechamos un volumen muy pequeño de palas, y estamos trabajando en iniciativas que permiten reciclarlas al 100%.

¿Cómo puede reutilizarse una pala tras terminar su vida útil?

Hemos llevado a cabo un proyecto de construcción de una viga de torsión que se utiliza para sustentar los módulos fotovoltaicos en una de nuestras plantas en España. También hemos lanzado, junto a El Ganso, una iniciativa para la fabricación de [unas zapatillas cuyas suelas se han fabricado con este material](#). Pero para mí el proyecto más relevante es la creación de RenerCycle, un consorcio que explora soluciones de reciclado y valorización de palas. En España, cerca de 4.000 turbinas están llegando al final de su vida útil. Renercycle, junto a Acciona y Acciona Energía, está construyendo en Navarra una planta dedicada al reciclado de palas eólicas.

"Por su composición, es más complicado reciclar una pala eólica que un panel solar"

¿Cuántos años de vida tiene, generalmente, un parque eólico?

De media, unos 25 o 30 años. Trabajamos mucho en el alargamiento de la vida útil de los activos.

¿Es más problemático el reciclaje de turbinas que el de placas solares?

Sí, en Acciona Energía reciclamos el 100% de los paneles solares; la cadena de reciclado para estos elementos está muy avanzada, ya que se componen de materiales totalmente reciclables, fundamentalmente vidrio, metales como aluminio y cobre, polisilicio y plástico. Una vez tratados, pueden utilizarse en otras industrias, como la construcción, o en nuevos paneles solares.

¿Cómo afecta su actividad a la fauna y flora y cómo gestionan dicho impacto?

Sin duda nuestra actividad tiene un impacto sobre la biodiversidad. Las plantas fotovoltaicas ocupan una gran extensión de suelo; los parques eólicos ocupan un espacio mucho más pequeño, pero tienen una afección sobre pájaros y murciélagos. La gestión de la biodiversidad será el próximo gran asunto en materia de sostenibilidad. En lo que respecta a las plantas fotovoltaicas, siempre trabajamos con la comunidad local para que se pueda compatibilizar este uso del suelo con otros usos, agrícolas o ganaderos. Te voy a poner un ejemplo muy simple, pero muy gráfico. Un rebaño de ovino va a poder seguir utilizando ese suelo [donde se han instalado placas solares] y, de hecho, incluso se produce una *simbiosis*, porque esos animales impiden que la hierba crezca y dé sombra sobre los paneles.

¿Y en los parques eólicos?

Desde siempre hemos trabajado para minimizar los impactos, realizando un seguimiento de las especies de aves en todas nuestras instalaciones. Llevamos a cabo una monitorización, que en algunos casos es 24/7, 365 días al año, y que en muchas ocasiones implica una parada de máquinas, por ejemplo, cuando se produce un paso de aves. En el caso de los murciélagos, la casuística es distinta, ya que la afección tiene que ver con los ultrasonidos, y también contamos con varios proyectos piloto en este sentido.

¿Ha crecido el rechazo ciudadano a este tipo de instalaciones?

Sí, ha ido a más, porque hay una gran cantidad de proyectos en desarrollo y han aparecido agentes en el mercado que tradicionalmente no han estado en él, desarrolladores que han visto una oportunidad, pero que carecen de experiencia en la gestión de los impactos y en la relación con las comunidades locales. No tienen esa vocación de permanencia, con lo cual se centran en maximizar su beneficio y generan frustración en el territorio. Qué duda cabe de que esto ha contribuido a que ese rechazo social sea mayor en determinadas zonas, también en España. Nosotros llevamos trabajando con las comunidades 30 años, desde que empezamos con los primeros parques eólicos. Somos un agente de permanencia en el largo plazo en el territorio, no un desarrollador que pone en marcha un proyecto y luego lo vende. Operamos por un tiempo mínimo de 30 años, así que lo que nos interesa es que la comunidad nos quiera como *vecino*.

¿Cuáles son las implicaciones de la recientemente aprobada Directiva de Diligencia Debida para una empresa como Acciona Energía?

Nos supone un desafío por la propia complejidad de nuestra cadena de suministro, ya que estamos presentes en 20 países. Esta directiva implica que debes conocer bien a toda tu cadena de suministro, no solo tus *tier 1* y *2*, sino tus *tier N*, teniendo en cuenta además que algunos de tus proveedores pueden ser pequeños y quizá no conozcan esta regulación porque, al estar en otros países, no les afecta. Es verdad que tenemos margen: hasta dentro de 4 años a Acciona Energía no le aplica. Al mismo tiempo, ya tenemos muchos mecanismos puestos en práctica para cumplir con esos marcos que antes eran voluntarios y ahora son obligatorios.

"Nosotros no vemos la famosa greenium, o prima verde para el emisor, en nuestras colocaciones de deuda. Las emisiones verdes tienen costes añadidos"

¿En qué medida están vinculadas las retribuciones o bonos de los ejecutivos en Acciona Energía con metas ambientales, sociales o de gobierno corporativo (ESG)?

El 100% de las personas que trabajan en Acciona Energía tienen incorporados objetivos de sostenibilidad en su retribución. Y contamos con una estructura de retribución variable, que llamamos *bono Acciona*, que integra varios factores, entre ellos objetivos de sostenibilidad. El año pasado este esquema se aplicó al 82% de la compañía, tanto a directivos como a técnicos, mandos intermedios y *staff*. Estos objetivos ESG han ido incrementando su peso en la retribución variable desde 2019, cuando pesaban un 3,5%, hasta el año pasado, cuando alcanzaron el 12,5%.

¿En base a qué metas se otorga ese variable?

Los objetivos se fijan anualmente y van alineados con el cumplimiento de nuestro Plan director de Sostenibilidad a 2025. Fundamentalmente se estructuran en cuatro áreas: la diversidad (porcentaje de mujeres en posiciones directivas); prevención de riesgos, en función del índice de frecuencia [de accidentes]; a esto se suma un objetivo que puede ser bien de descarbonización, o bien en base al cumplimiento de un determinado presupuesto ESG. Además, solemos establecer también un objetivo relacionado con el liderazgo de la compañía en materia de sostenibilidad, reflejado en la presencia en índices sostenibles.

Acciona Energía está incluida en el Dow Jones de Sostenibilidad europeo, no en el mundial.

Así es, pero es un tema de umbral de *free float*, no cumplimos con el capital flotante mínimo para estar en el Dow Jones Sustainability World Index [Acciona Energía tiene un *free float* del 17,37%; el resto está en manos de la matriz, Acciona].

¿Qué porcentaje de sus accionistas tiene un perfil puramente ESG?

Con datos a 31 de marzo, el 56,7% del *free float* está en manos de inversores ESG. Este año ha sucedido una cosa curiosa: ha crecido el porcentaje de inversores *artículo 9* [los fondos más puros en ESG, según el [Reglamento europeo de Divulgación](#)]. Ahora mismo estamos en un 43,16% de inversores *artículo 9* y un 42,71% de *artículo 8* [sostenibles, pero más laxos]. Esto refleja que el modelo de negocio de Acciona Energía está muy alineado con [los fondos de inversión más exigentes en materia de sostenibilidad](#).

¿En qué medida abarata la financiación de una compañía el hecho de que una emisión sea verde?

Nosotros, en este momento, no vemos la famosa *greenium* [abaratamiento para el emisor] en nuestras colocaciones. Una emisión verde o sostenible conlleva una serie de procesos que le añaden un coste. Debes contar con un *framework* de financiación sostenible y con la famosa *second party opinion*. Además, tienes que elaborar un informe anual para mostrar el impacto de esta financiación y especificar dónde has alocado los fondos, que debe ir verificado por una tercera parte. Debido a todos esos gastos, nosotros no vemos esa *prima verde*.

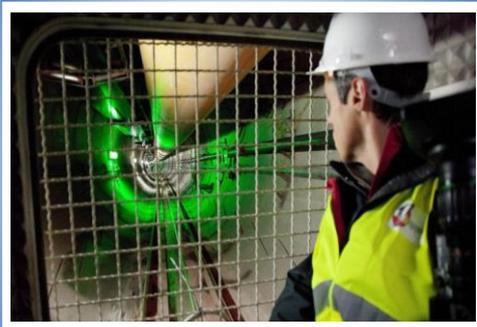
¿Qué porcentaje de su deuda es verde o sostenible? ¿Y cuál es su coste de financiación?

Se ha producido una evolución de nuestra deuda. Ahora mismo, el 84% de toda ella, tanto corporativa como de proyecto, es sostenible, verde o ligada a objetivos de sostenibilidad. En cuanto a la segunda pregunta, de acuerdo con la información que publicamos al cierre del año 2023 en nuestra presentación de resultados, el coste medio de la deuda total de Acciona Energía se situó en el 4,66% el año pasado. En deuda corporativa, fue del 3,95%, y el coste de la deuda de proyecto, del 8,40%. En cuanto a la vida media, estamos en los 5,96 años.

4.- Redeia: “Se va a realizar un importante esfuerzo en electrificar la economía”.

epe.es, 3 de mayo de 2024.

Maite Vela, delegada de la Región Este de Redeia, matriz e Red Eléctrica, asegura que la empresa lleva a máximos históricos su esfuerzo inversor para asegurar una descarbonización con la máxima seguridad y calidad el suministro.



Cada día más, la movilidad territorial está vinculada a la electricidad. **El transporte ferroviario y, de forma cada vez más creciente e imparable, el de carretera, con el impulso del vehículo eléctrico**, dependen en buena medida de esta energía. Así que, a la hora de analizar el presente y futuro del litoral mediterráneo español el citado es un factor de máximo relieve.

Prensa Ibérica ha impulsado y organizado la primera edición del Foro Económico y Social del Mediterráneo, **en colaboración con la Fundación 'la Caixa'**, con el objetivo de reunir a todos los agentes implicados y crear un espacio de diálogo, que resulte en

un marco de colaboración y compromiso y sirva como punto de partida para identificar y promover iniciativas empresariales y de gobernanza.

Para ello, los diarios generalistas del grupo en el arco mediterráneo han formado ocho consejos locales que han analizado un reto económico y social que afecta directamente a su zona de influencia. El Consejo Local de València —compuesto por 17 entidades y liderado por el comisionado del Gobierno para el desarrollo del **corredor mediterráneo**, el valenciano **Josep Vicent Boira**, con la presidencia del director de **Levante-EMV, José Luis Valencia**— ha profundizado, a lo largo de diferentes sesiones, sobre las amenazas y las oportunidades que presentan las redes de movilidad en el arco mediterráneo, con especial atención al impulso de nuevas formas de movilidad sostenible.

Energía

La **delegada territorial de Redeia (matriz de Red Eléctrica) para la Comunitat Valenciana y Murcia, Maite Vela**, realizó aportaciones vinculadas fundamentalmente con las energías, como era de rigor. Y es que las redes de transporte eléctrico "son esenciales para la transformación del modelo energético hacia uno descarbonizado, que nos exigen los objetivos climáticos. Son necesarias tanto para conectar la nueva generación de renovable como para atender las nuevas demandas eléctricas que implica esta transformación".

«Nuestro sistema energético está viendo cómo se produce un cambio muy rápido y significativo en las tecnologías de generación: **para el año 2030, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) espera tener instalados 62 GW de eólica y 76 GW de fotovoltaica**. Esto supone instalar algo más de 7 GW anuales de fotovoltaica y unos 4 GW al año de eólica hasta ese año. La labor de Red Eléctrica es asegurar que este cambio sea posible, pero manteniendo siempre la seguridad y calidad del suministro eléctrico», asegura la responsable de la compañía.

Además de la modificación del parque de generación, en el terreno de la demanda de energía eléctrica el PNIEC contempla "un importante avance en la electrificación de la economía a lo largo de la década como uno de los vectores clave de la descarbonización; prevé que pasemos del 24-25% en 2019 al 34% en 2030. Estima que la electrificación **deberá copar el 12% del esfuerzo inversor total entre 2021 y 2030 para alcanzar los objetivos climáticos**".

Avance

Este avance de la electrificación significa que aparecerán en el sistema eléctrico nuevos consumidores asociados a esas nuevas demandas eléctricas. La electricidad "es un vector energético que nos permite transformar energías limpias y autóctonas y ponerlas a disposición de usos actuales y futuros, entre ellos, el transporte".

Así, en los próximos años, según Vela, se va a realizar un esfuerzo muy importante en la electrificación del transporte, fundamentalmente mediante tres caminos. Por una parte, **la electrificación de la red ferroviaria y el desarrollo de la red de alta velocidad**. Por otra, **la electrificación de los puertos, contribuyendo a una ruta** hacia las cero emisiones del tráfico marino. En tercer lugar, está el vehículo eléctrico, en relación al cual en el PNIEC se incrementan las previsiones hasta un parque de 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030 (un 10% superior al objetivo fijado anteriormente).

Nuevos consumidores

Estos nuevos consumidores "van a ser clave para el aumento de la eficiencia energética, al ser los consumos electrificados mucho más eficientes que los de los vectores basados en combustibles". En su opinión, **se trata de un nuevo escenario que requiere de importantes refuerzos en la capacidad de las redes para transmitir los flujos de energía eléctrica**, así como para reforzar su fiabilidad y seguridad.

De la inversión total que el plan nacional estima necesaria en el periodo 2021-2030 para alcanzar los objetivos de clima, **el desarrollo de redes eléctricas (transporte y distribución) supondrá el 18%**. En el plano europeo, la Comisión Europea afirma en su Plan de Acción de Redes que son necesarios 584.000 millones de euros en inversiones en redes en esta década. A nivel mundial, la International Energy Agency (IEA) aseguraba en un informe reciente que es necesario duplicar la inversión en redes eléctricas para 2040.

En **Red Eléctrica (operador del sistema eléctrico español y gestor de la red de transporte de energía eléctrica en alta tensión -400 kV y 220 kV en la Península y menores niveles de tensión en los archipiélagos, así como todas las interconexiones eléctricas internacionales y entre sistemas eléctricos)** "estamos alineados con esta necesidad y por eso estamos llevando a máximos históricos el esfuerzo inversor de nuestra compañía: en 2023 las inversiones fueron de 825 millones de euros, un 55% más que en 2022. Esta cifra ascenderá a los 1.000 millones en este año y la tendencia continuará en los siguientes", asegura su delegada en la Comunitat Valenciana.

Vela añade que un mayor grado de electrificación de la sociedad conlleva elevar la importancia de la seguridad de suministro eléctrico y, por tanto, hace imprescindible tanto el diseño adecuado de las redes **como la ejecución en plazo de las infraestructuras identificadas como necesarias en el plan de desarrollo de la red de transporte**.

Las infraestructuras de la red de transporte eléctrico están sujetas, por la Ley del Sector Eléctrico, a un proceso de Planificación que lidera el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, siendo finalmente aprobado el plan resultante por el Consejo de Ministros.

Planificación

La directiva de Redeia recuerda que la planificación vigente para el desarrollo de la red de transporte eléctrico 2021-2026, aprobada por el Consejo de Ministros en marzo de 2022, incorpora actuaciones para la electrificación del transporte en el arco mediterráneo, como la alimentación de las subestaciones de tracción de los ejes ferroviarios **Madrid-Albacete-Alicante-Valencia, Murcia-Almería y Murcia-Cartagena, Alicante-Crevillent** y el corredor Zaragoza-Teruel-Sagunt.

Por otra parte, **las actuaciones para la electrificación de los puertos marítimos** incluyen la ampliación de subestaciones de transporte eléctrico, bien para conexión directa de las instalaciones portuarias, bien para el suministro de potencia a subestaciones de distribución eléctrica a las que se conectarán los puertos.

Horizonte 2030

El próximo proceso de planificación, con horizonte 2030, se inició el 21 de diciembre de 2023, mediante orden ministerial, con la apertura del plazo para la presentación de propuestas por parte de los sujetos del sistema eléctrico, las comunidades autónomas y los promotores de los proyectos de generación y de consumo, hasta el pasado 31 de marzo. **Mediante este proceso "se deberán identificar y planificar nuevas posibles infraestructuras** o ampliación de las existentes para dar cobertura a desarrollos para electrificación del transporte en el horizonte 2030, adicionales a los ya planificados en el horizonte 2026, tanto mediante instalaciones para la conexión a la propia red de transporte como refuerzos de esta para aportar potencia adicional a las redes de distribución, en el caso de que los nuevos consumos se conecten en menores niveles de tensión".

Inversiones

Finalmente, la responsable de Red Eléctrica menciona **la importancia de garantizar que las inversiones en infraestructuras eléctricas** necesarias para los proyectos de electrificación del transporte se acompañen a los tiempos de desarrollo de los mismos (corredores ferroviarios, electrificación de puertos marítimos, penetración del vehículo eléctrico...), para que no sean un cuello de botella en esta transición.

Para ello, además del instrumento de planificación, Vela considera que es necesario impulsar dos factores fundamentales. Por un lado, la agilización de las tramitaciones administrativas para reducir los tiempos de puesta en servicio. Por otro, **la aceptación social de las instalaciones para viabilizar la implantación e integración de las mismas, generando consenso y valor local positivo.**

5.- La red eléctrica se erige como catalizadora de la inversión industrial por luz barata.

lainformacion.com, 4 de mayo de 2024.

Marina Serrano, presidenta de la patronal de las grandes eléctricas Aelec, advierte de que la red de distribución debe estar preparada para recibir a las nuevas industrias que quieran instalarse en España por la caída de precios.

- Las eléctricas piden una planificación de la red a la francesa con polos industriales.
- La potencia eléctrica bloqueada en España supera ya en un 16% los objetivos a 2030.



El desarrollo económico del país va ligado al de las **redes eléctricas**. Estas últimas sirven para impulsar el peso de la actividad industrial en España y avanzar al mismo tiempo en los objetivos climáticos. En este sentido, la transición ecológica y la digitalización de la economía requieren nuevos proyectos industriales estratégicos y el refuerzo de los existentes, lo que implica mayores consumos de electricidad. Por ello, el acceso a red es un elemento clave para reindustrializar el país y atraer nuevas inversiones.

Actualmente, el sector energético se encuentra en un punto de inflexión, marcado por la transición hacia un modelo más sostenible y eficiente.

Este cambio de paradigma no solo implica una transformación en la forma en que se produce y consume energía, sino también en la infraestructura que sustenta todo el sistema.

La creciente demanda de energía eléctrica y el surgimiento de nuevas formas de consumo representan un desafío sin precedentes para las redes de distribución eléctrica. Por este motivo, La Información conversa con la presidenta de la **Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec)**, **Marina Serrano**, quien defiende la necesidad de que se ofrezca al sector una mayor visibilidad regulatoria para los próximos años y sitúa a las redes como catalizadoras de nueva inversión industrial.

LIMITE A LAS INVERSIONES

En España existe un límite máximo de inversión del 0,065% del PIB anual para el transporte, excluyendo las inversiones en interconexiones, y del 0,13% del PIB para la distribución. El 'cap' a la distribución equivale a unos 1.500 millones de euros y, según el sector, las inversiones deberían situarse entre los 2.500 y 3.500 millones anuales.

La transformación de las redes de distribución no solo implica la actualización de la infraestructura existente, sino también la incorporación de **tecnologías que permitan gestionar de manera más eficiente y flexible el suministro de energía**.

Por ejemplo, la digitalización permite optimizar el flujo energético reduciendo las pérdidas y aumentando la fiabilidad del suministro; o la automatización, cuya aplicación en los procesos de operación y mantenimiento de la red permite realizar tareas de forma autónoma y en tiempo real, mejorando la eficiencia operativa.

Los gestores de la red de distribución jugarán así un rol principal durante esta transición, en la que también se enfrentarán a diversos retos tecnológicos. De este modo, para que venga dinero de las distintas industrias atraídas por los **precios bajos de la electricidad** del mercado mayorista español, primero las distribuidoras tendrán que acometer notables inversiones para fomentar el proceso de electrificación. Bajo este escenario, las empresas piden un **modelo retributivo para el próximo periodo regulatorio** -de 2026 a 2031- que garantice la estabilidad regulatoria y seguridad jurídica, así como un retorno del capital de mercado para impulsar las inversiones dirigidas al refuerzo de las redes eléctricas y su modernización.

Serrano asegura que las compañías llevan trabajando desde el año pasado en la metodología de retribución del siguiente periodo regulatorio y también en la tasa de retribución financiera. "Hemos insistido para que esto se abordase por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) cuanto antes. ¿Por qué? Porque en **España se aplica el sistema n-2**, es decir, lo que inviertes hoy no te lo pagan hasta dentro de dos años. **Las distribuidoras van a invertir ahora y no saben cómo se lo van a retribuir**. Además, la inflación y los tipos de interés hacen que la tasa de retribución financiera no sea la adecuada porque ha quedado desactualizada con la situación de los mercados financieros", argumenta.

La CNMC se abre a revisar los valores unitarios por primera vez

Por su parte, **Competencia ha recogido el guante** y, tal y como avanzó este medio, trasladó a mediados de febrero a las eléctricas su **voluntad de revisar los costes reconocidos**. Asimismo, recientemente ha modificado el calendario de las Circulares de carácter normativo con el objetivo de que haya un mayor debate durante el proceso. También lanzará previsiblemente antes de verano una consulta pública previa sobre los elementos que deberían contemplarse en el cálculo de la tasa.

"Que la **CNMC** haya reconocido que hay que trabajar en este sentido ha sido un paso adelante importante, e insistimos que se haga cuanto antes para que así se pueda debatir y se dará señal de certeza al sector. **Toda la distribución eléctrica en España está de acuerdo en avanzar en estos elementos** que marcarán la retribución de los siguientes seis años", subraya. Pero la presidenta de Aelec, en la que se integran Iberdrola, Endesa y EDP, hace hincapié en la idea que da título a esta información.

En su opinión, no se trata solo de conocer lo más pronto posible la forma en la que se retribuirá las compañías, sino que considera que se debe preparar la red para recibir a toda la demanda que quiera instalarse y descarbonizarse en España gracias a los **precios de la luz más bajos** que en el resto de Europa. "Hay un concepto que ha introducido la **reforma del diseño del mercado eléctrico** que es el de inversiones anticipadas, que determina que la red ya esté preparada para el que quiera conectarse. Para descarbonizarse la industria necesita en ocasiones duplicar el consumo eléctrico y, por tanto, más potencia y capacidad de acceso a las redes. Y si la red no tiene esa capacidad, no le puedes decir vamos a esperar al siguiente ciclo de planificación y venga usted dentro de cinco años. No, entonces se van a ir a otro país, y lo mismo ocurre con los centros de datos. La red debe estar al servicio de la generación y el consumo, y no puede ser un cuello de botella", argumenta la directiva.

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

El sector avisa de posible riesgo de fuga de inversiones

El sector advierte de que, si no se abordan los proyectos de desarrollo de las redes de distribución eléctrica ya mismo, no solo se está generando un riesgo en el cumplimiento de los objetivos climáticos, sino que también se limita el crecimiento económico de España. En este sentido, apunta que **se perdería la oportunidad que ofrece la descarbonización**, al reducirse las externalidades positivas en materia de inversión, crecimiento, I+D, empleo e impuestos de los nuevos proyectos industriales a los que no es posible brindarle acceso a la actual red, conllevando a su vez a un riesgo de fuga de las inversiones hacia otros países en los que el conseguir el acceso a la red sea más sencillo.

Asimismo, la modernización de las redes de distribución eléctrica también implica la integración de **sistemas de almacenamiento**. Con la incorporación de fuentes de energía intermitentes como la solar y la eólica a la ecuación, se plantean distintos desafíos en términos de gestión de la oferta y la demanda. Los sistemas de almacenamiento de energía, como las baterías y los hidroeléctricos, son una solución, permitiendo almacenar el exceso de energía durante los periodos de baja demanda y liberarla cuando sea necesario, contribuyendo así a mantener el equilibrio en del sistema.

"Tenemos un **sistema eléctrico** que cumple con los **más altos estándares de Europa y del mundo**, y también lo decimos. Es un sistema seguro, que no tiene fallos. También tenemos la situación excepcional de España con territorio suficiente, viento y sol, con muchas empresas que llevan mucho tiempo trabajando en renovables y con tecnologías que han exportado por el mundo. Esto no sitúa con una posibilidad excepcional de tener una energía más barata que otros países europeos y ahora lo que tenemos que hacer es trabajar sobre los elementos que faltan", sentencia. Serrano.

6.- El enclave subterráneo de Iberdrola en Galicia que será la gran batería energética del país.

lavozdegalicia.es, 6 de mayo de 2024.

A las plantas de bombeo con las que cuenta en la cuenca del Sil se sumará otra en la que invertirá 1.500 millones.



Enclavadas en el espectacular paisaje del ourensano Parque Natural do Invernadeiro, cuenta Iberdrola con dos centrales hidroeléctricas de bombeo —la de Conso y Soutelo— cuya actividad pivota sobre los embalses de As Portas (que con 500 hectómetros cúbicos de capacidad es el segundo de mayor tamaño de Galicia), el de Bao y de Cenza. Estas instalaciones — y otras adicionales— constituyen una pieza indispensable para equilibrar el sistema eléctrico nacional, ya que actúan como auténticas macrobaterías. Así, pueden consumir energía en los momentos en que hay exceso de producción en el país, subiendo el agua desde un embalse a otro situado en una cota superior, desde el que la liberan para turbinarla cuando la demanda repunta.

Pero si ese enclave de la cuenca del Sil es hoy ya un eje de importancia para el *mix* de generación del país, su papel se multiplicará exponencialmente cuando la empresa acometa el ambicioso proyecto que ha diseñado para la zona: **una central de bombeo de 1.800 megavatios de potencia —en realidad son dos de 900 cada una— en la que prevé invertir alrededor de 1.500 millones de euros.**

La compañía ya ha culminado el estudio de impacto ambiental de la futura instalación y acaba de recibir con alivio la inclusión —en la modificación de la planificación eléctrica nacional— de su punto indispensable de conexión a la red a través de una nueva subestación.

Si la tramitación avanza a buen ritmo, en el 2025 el proyecto podría ponerse en marcha, **con un horizonte de seis años de trabajos, en los que generará ocupación para unas 3.000 personas**, para en el entorno del 2031 poder entrar en funcionamiento.

Galicia albergará así la mayor central hidroeléctrica de bombeo de la península, que actuará como una macrodespensa energética en el país, en una coyuntura que demanda más que nunca sistemas de almacenamiento para cubrir los vaivenes de la producción, debido al mayor peso que tienen las fuentes de generación no gestionables, como el viento y el sol. **«Es un proyecto estratégico a nivel nacional»**, afirma Miguel Ángel López, director de la cuenca del Sil en Iberdrola. La central turbinará el agua desde el embalse de Bao al de Cenza, aprovechando el desnivel de 700 metros existente entre ambos. Bautizada como Conso II, al igual que la primera, será subterránea.

Pero si el futuro del enclave es prometedor, el presente se escribe con letras mayúsculas. En el curso del río Camba, **la central de Conso, de 200 megavatios de potencia, ha registrado en lo que va de año una actividad un 50 % superior** a la del mismo período del anterior. La operativa de esta planta, que data de 1974, muestra los cambios que han introducido en el sector las fuentes renovables. «El bombeo en aquella época era por los excedentes nucleares, y se hacía por las noches, porque era cuando la nuclear no podía parar y no había demanda. Ahora se bombea por el día, que es cuando entra la solar y hay más producción que demanda», explica Miguel Ángel López.

Además, la necesidad de respaldo para las fuentes renovables incrementa las exigencias. «Siempre fuimos muy conservadores con el mantenimiento de las máquinas y ahora se les pide más», afirma José Manuel Rodríguez, responsable del centro de producción de Conso. **«Tiene mayor utilización y a unas horas totalmente diferentes a las de antes**. Hacemos varios ciclos de generación y bombeo al día», añade.

El flujo del agua

A 80 metros de profundidad en el embalse —que tiene la **calificación de hiperanual, porque cuenta con más recurso hídrico del que recibe en un año, lo que otorga gran flexibilidad a su gestión**— la central toma el agua que discurre por una tubería de seis kilómetros de largo y seis metros de diámetro. Después de conducirla por otro conducto vertical llega a la caverna bajo tierra que acoge la hidroeléctrica, «a 225 metros de la cota aguas arriba y 40 metros por debajo del nivel de aguas abajo», explica su responsable. Dispone de tres grupos generadores, que giran a 375 revoluciones por minuto, y que son reversibles. En un sentido, es la fuerza del agua la que los hacen girar —cuando bajan el líquido del embalse superior al inferior—, y, en el otro, actúan como una bomba para mover el líquido de la cota más baja a la más alta.

En el interior de la caverna sorprende el elevado automatismo de las instalaciones, su limpieza y amplitud e incluso la piedra de la montaña a la vista en las paredes.

La central cuenta con una plantilla directa formada por 12 personas, que se ocupan de las tareas de operación y mantenimiento. José Manuel Rodríguez se la conoce al dedillo, ya que está a punto de cumplir 25 años en este centro. «La vida en el rural, en el monte engancha mucho», dice. No obstante, la plantilla total que se ocupa de las hidroeléctricas del Sil es mayor, de 140 trabajadores, de servicios técnicos, mecánicos, control, medio ambiente, administración y central, entre otros.

En Iberdrola, el equipo gallego está convencido de los beneficios de este tipo de centrales de bombeo, tanto a pequeña como gran escala, aunque **echa en falta un sistema de incentivos o de pagos por capacidad que respalde las inversiones**. La construcción de la futura planta no solo tendrá una repercusión directa en la economía y el empleo de la zona —López García confía en poder dar continuidad a empresas de la comunidad que han participado en otras obras hidráulicas de la eléctrica— sino que también posibilitará que haya un respaldo que permita que se pongan en marcha más plantas eólicas y fotovoltaicas en el país.

Muy cerca de Conso se encuentra la central de Soutelo, que estos días finaliza una rehabilitación exhaustiva de casi un año. Su potencial se sumará ahora a la contigua, y **multiplicará el papel de esta zona como despensa energética que usa parte del petróleo verde gallego, el agua, como fuente de generación**.

7.- Iberdrola y Norges Bank Investment Management sellan su acuerdo de exclusividad y alcanzan los 2.500 MW.

atalayar.com, 6 de mayo de 2024.

Las empresas incorporan 644 MW adicionales que se encontraban bajo negociación en exclusividad, con lo que cuentan con una cartera de 2.500 MW.



Iberdrola y el fondo soberano de Noruega, gestionado por Norges Bank Investment Management, han anunciado la incorporación de 644 MW renovables adicionales al acuerdo que tenían ambas empresas, con lo que ya alcanzan los 2.500 MW.

En enero, ambas compañías anunciaron que negociaban en exclusividad la incorporación de casi 1.300 MW adicionales -674 MW se inscribieron en ese mismo mes-. Ahora añaden los 644 MW renovables restantes, que serán por completo proyectos fotovoltaicos en España, focalizados en Extremadura 328 MW -que ya están operativos- y en Castilla y León, con 316 MW. Parte de la producción de estos parques está vendida a través de PPA -contratos a largo plazo-.

Ambas empresas incrementan su compromiso para acelerar la descarbonización en España, un proyecto que podría extenderse en un futuro en otros países. Iberdrola contará con un porcentaje mayoritario del 51% en los activos.

Esta cartera renovable tendrá capacidad para suministrar energía a más de 400.000 hogares cada año, lo que supondrá más de 350.000 toneladas de CO2 evitadas al año.

El socio perfecto para coinvertir

Norges Bank Investment Management, que gestiona el fondo soberano de Noruega, cuenta con unos activos bajo gestión de unos 1,4 billones de euros y participaciones en más de 9.000 compañías. Posee de media el 1,4% de todas las empresas cotizadas del mundo y el 2,5% de todas las empresas cotizadas de Europa.

Norges Bank Investment Management es además uno de los principales accionistas de Iberdrola, con una participación superior al 3% desde hace más de siete años. Fruto de esa relación, Norges Bank Investment Management ha decidido realizar con Iberdrola, la mayor eléctrica europea por capitalización y la segunda del mundo, su primera inversión directa en activos renovables en España.

Iberdrola y Norges Bank Investment Management crean así una alianza sólida entre dos socios preferentes cuyo compromiso se podría extender a oportunidades adicionales renovables en otras geografías.

Alianzas para crecer

En los últimos meses, **el grupo energético ha cerrado diversas alianzas a largo plazo para impulsar la descarbonización de la economía:**

- Como ya se ha comentado, se amplió la alianza Con Norges el pasado enero en cerca de 700 MW, con la inclusión en la alianza de activos en Portugal.

- Iberdrola cerró en diciembre un acuerdo con Masdar para coinvertir 15.000 millones en eólica marina e hidrógeno verde en Alemania, Reino Unido y EEUU, tras el exitoso acuerdo de inversión anunciado en julio para coinvertir en el parque eólico marino Baltic Eagle.
- En septiembre pasado se alió con GIC para la expansión de las redes de transporte en Brasil por 430 millones de euros.
- La compañía ha vendido más de 8.400 MW de ciclos combinados de gas en México por 6.200 millones de dólares.
- Iberdrola y BP firmaron también en marzo una alianza estratégica para desplegar 11.700 puntos de carga rápida en España y Portugal, y lanzaron su empresa conjunta el pasado 1 de diciembre.
- Iberdrola y MAPFRE han seguido avanzando en su alianza estratégica al incorporar 150 nuevos MW a través de una sociedad conjunta, que ya cuenta con 450 MW.
- La eléctrica firmó en enero de 2023 con Norges Bank Investment Management una alianza de 1.265 MW renovables en España.
- Además, hace unos meses Iberdrola firmó una alianza con Energy Infrastructure Partners para coinvertir en el parque eólico marino de Wikingen y potenciar su cartera de eólica marina.

8.- La opa sobre Naturgy eleva el valor de la compañía en 3.000 millones con un mercado del gas en mínimos.

economiadigital.es, 6 de mayo de 2024.

La potencial salida de CVC y GIP hubiera sido muy compleja ante un mercado del gas que no espera un gran año y, por tanto, el negocio orgánico no se prevé al alza.



El valor de **Naturgy** en el mercado ha crecido en más de 3.000 M€ desde el pasado 15 de abril, momento en el que surgieron los rumores de una potencial opa sobre la gasista. El mercado de futuros del gas prevé precios bajos hasta final de año, algo que dejará un impacto neutro sobre el negocio de la compañía. Una situación que ayuda para la salida de CVC y GIP.

El 15 de abril, tras conocerse a través de la prensa que CriteríaCaixa estaba maniobrando con una compañía emiratí conseguir la salida de la gasista de CVC y GIP, **la acción de Naturgy cerró a 20,82 €/título**. La empresa presidida por Francisco Reynés valía 20.187 M€.

A ese precio, y en ese contexto, la salida de CVC y GIP suponía un problema. Sobre todo para el fondo londinense, puesto que GIP quedará en otoño en las manos de BlackRock, y serán éstos quienes tomen la decisión.

CVC estaba en la rampa de salida, pero las plusvalías eran mínimas con respecto a su entrada en la compañía. No encontraba el momento de salir. Pero finalmente todo se ha puesto de cara.

En la última sesión del mercado, **el viernes 3 de mayo, Naturgy cerró a 24,06 €/título**, lo que deja a la compañía con un valor superior a los 23.000 M€, y a la propia CVC con una revaloración de su participación de más de 600 M€.

Diversos analistas consultados por **ECONOMÍA DIGITAL** en los días posteriores al comunicado oficial de Taqa que confirmó el interés en lanzar una opa sobre Naturgy, manejaban una prima que alcanzase los 24-26 €/título como algo interesante para CVC.

Ese rango se ha alcanzado ya, por lo que la prima tendrá una horquilla menor, y la venta será más sencilla. Aunque todo esto se produce sin que Naturgy haya tenido un cambio de perímetro orgánico para valer 3.000 M€ más.

Un mercado en calma

ECONOMÍA DIGITAL se hacía eco en abril de 2023 de [un informe que publicaba Barclays](#) donde aseguraba que **Naturgy era una buena inversión con el precio del gas mayorista por encima de los 40 €/MWh**, según el mercado de referencia TTF.

El documento señalaba que, pese a que podía bajar más el precio a futuro, en ese entorno y con contratos firmados anteriormente, aconsejaban invertir en Naturgy.

El índice TTF del gas está ahora en la horquilla de los 30 euros, y se espera que para el mes de junio esté sobre los 28 euros, con una proyección que no sobrepasa los 30 €/MWh durante este año. Eso supone menos negocio para las compañías gasistas.

Debido al invierno sin demasiadas olas de frío, las reservas de gas se han mantenido altas, por lo que no ha habido movimientos especulativos al alza. Esta situación era muy contraria para los intereses de CVC de cara a una salida, puesto que el negocio orgánico de Naturgy no prevé un gran crecimiento este año.

La acción de Naturgy llevaba en caída libre desde inicio de año. Sin en el impacto externo de un movimiento corporativo, —y teniendo en cuenta las cuestiones bursátiles que castigaban a la gasista por la salida de diversos índices—, era muy complicado una revalorización como la conseguida.

9.- Endesa advierte que el riesgo energético aumenta en Canarias “con el retraso de la convocatoria del gran concurso eléctrico”.

eldiario.es, 6 de mayo de 2024.

El director de la compañía en el Archipiélago, Pablo Casado, ha denunciado este lunes que todo esto ocurre sin que haya una respuesta “adecuada” a las más de 50 cartas remitidas por la empresa desde 2016 al operador y las distintas administraciones alertando de “la urgencia” de dicho procedimiento.



El director general de Endesa en Canarias, Pablo Casado, ha declarado este lunes que “el riesgo de un cero energético en el Archipiélago crece cada año con el retraso de la convocatoria del gran concurso eléctrico”, mientras “la mayoría de los grupos de las centrales de generación eléctrica van acabando su vida útil”. Casado ha denunciado que todo esto ocurre sin que haya una respuesta “adecuada” a las más de 50 cartas remitidas por la empresa desde 2016 al operador y las distintas administraciones alertando de “la urgencia del procedimiento de convocatoria”. “Aquí, en Canarias, no nos dejan descarbonizar el sistema de generación eléctrica”, indicó.

“Desde 2016 hemos enviado desde Endesa más de 50 cartas alertando de la urgencia del procedimiento y las graves consecuencias para garantizar la generación eléctrica en Canarias”, relató Casado, quien precisó que en 2018 un informe oficial detallaba, que “la potencia instalada en Canarias era suficiente”, para dos años más tarde, en 2020, precisar el mismo organismo en otro informe oficial lo contrario, indicando que “era insuficiente”.

El director de Endesa en Canarias detalló la grave situación en la que se encuentra en estos momentos la generación del sistema eléctrico canario, “con un déficit de, al menos, 1.500 MW que deben ser implantados con urgencia y con unos plazos que van venciendo, después de diez años sin inversiones para garantizar el suministro en las islas, tras la aprobación el 29 de octubre de 2013 de la Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”.

El último documento, de enero de 2023, “detallaba la necesidad de un procedimiento de concurrencia”, precisa Casado. “En ese documento se especifica la necesidad de instalar al menos entre 1.200 y 1.500 MW, pero el proceso es muy largo, pues primero hay que convocar el concurso, después proceder a la aprobación de los distintos informes, para iniciar la fase de construcción de las plantas. Esto tardará entre siete y diez años”, explicó el máximo responsable de Endesa en Canarias.

Nuevos combustibles

Canarias cuenta con un centenar de grupos para la generación eléctrica convencional, de los que dos tercios ya han concluido su vida útil y la práctica totalidad lo hará al final de esta década. “Tenemos un riesgo muy alto de cero energético hasta que no se resuelva la sustitución de estos grupos por nuevas tecnologías de respaldo, con una gran importancia en las baterías y con el uso de combustibles limpios”, declaró Casado. En otro momento, insistió en la necesidad de explorar con biocombustibles, como el biodiesel, el biometano e incluso el hidrógeno verde para sustituir los combustibles fósiles a los que obliga el uso de los viejos grupos de generación.

Pablo Casado demandó que la sustitución para lograr la descarbonización es posible, pero es “imprescindible un marco regulatorio para que estas inversiones de miles de millones de euros puedan ejecutarse, así como la recuperación de las mismas”. Casado recordó de nuevo el informe de enero de 2023, donde ya se establece como frontera crítica el mes de enero de 2028, con ese déficit de al menos 1.500 MW.

“No se pueden estar estresando más los grupos, pues muchos llevan en funcionamiento día y noche desde hace más de cuarenta años. La consecuencia de esto es que el sistema tenía grupos de reemplazo previstos ante las paradas programadas o imprevistas. En estos momentos, no hay duplicidad de grupos y esto acrecienta el riesgo”, manifestó Casado.

Renovables

En Endesa “somos unos convencidos de las renovables”, destacó el máximo responsable de la empresa en Canarias, para quien “todo pasa por la descarbonización total que se producirá antes de 2040”.

“La solución pasa por la instalación de todas las renovables que se puedan y unos sistemas de almacenamiento para estos. Pero hay que tener una alternativa para dar seguridad al sistema durante el proceso de transición a las renovables”, dijo Casado.

El CEO de Endesa en Canarias precisó las diferencias de lo que ocurre en el resto de España a lo que sucede en Canarias.

“En 2022, Endesa generó el 70 por ciento de su energía libre de emisiones, para incrementar en diciembre de 2023 hasta el 80 por ciento. La empresa prevé que en 2026 la producción limpia sea del 95 por ciento. Esto lo hacemos donde tenemos libertad de inversión.

Aquí no nos dejan descarbonizar el sistema de generación y sustituir los combustibles fósiles por otros media ambientalmente sostenibles”, concluyó.

10.- Red Eléctrica elige a NAI TEC como proveedor de modelos predictivos de energía renovable.

navarracapital.es, 6 de mayo de 2024.

NAITEC se incorpora como proveedor de la empresa energética después de quedar finalista en el Data Challenge 2023 organizado por Elewit, la plataforma tecnológica de Redeia, y superar una segunda fase de evaluación.

El centro tecnológico especializado en Movilidad y Mecatrónica de Navarra **NAITEC** ha sido seleccionado como nuevo proveedor de modelos predictivos de producción de energía renovable para **Red Eléctrica**, la filial de **Redeia** encargada del transporte y la operación del sistema eléctrico en **España**. NAITEC se incorpora como proveedor de la empresa energética después de quedar finalista en el Data Challenge 2023 organizado por Elewit, la plataforma tecnológica de Redeia, y superar una segunda fase de evaluación.

El desafío Data Challenge, según informó NAITEC, aplica la ciencia de datos al sector de las energías renovables. Los participantes tuvieron acceso a un conjunto de series temporales que incluían datos de producción de energía eólica, fotovoltaica y solar térmica. A partir de estos, las entidades participantes debían predecir la producción de al menos una de estas tecnologías, «demostrando su capacidad técnica y precisión en modelos predictivos».

ENERGÍA TERMOSOLAR

El centro navarro consiguió la primera posición en las previsiones de energía termosolar. Eso le dio acceso a una segunda fase de selección, en la que sus predicciones fueron evaluadas junto con las predicciones de otros proveedores de Red Eléctrica para la producción renovable. Este reto lanzado por Elewit, además, crea nuevos espacios de intercambio entre distintos actores del sistema de innovación.

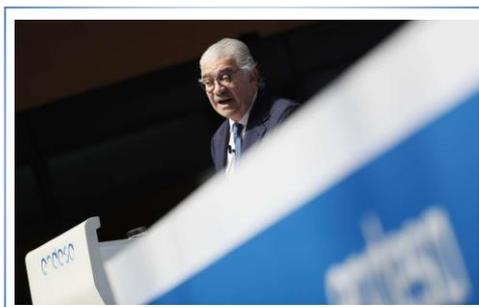
«NAITEC tiene una amplia experiencia en modelos de predicción avanzados para productos y procesos, en distintos sectores. Es una herramienta cada vez más demandada en la industria porque entender los patrones de comportamiento de un proceso es el primer paso para optimizarlo», resaltó la directora general de NAITEC, **Estibalitz Erauzquin**. «Haber sido elegidos proveedores de Red Eléctrica es un reconocimiento al compromiso de NAITEC con la digitalización y la aplicación de la Inteligencia Artificial (IA) a los retos actuales de la industria», apostilló.

11.- Endesa reta a Iberdrola: incrementa su presencia en el negocio de los centros de datos ante el “boom” del sector.

economiadigital.es, 7 de mayo de 2024.

El negocio de los “data center” en España se prepara para una auténtica revolución en los próximos años, y ninguna empresa se lo quiere perder.

- Las empresas eléctricas recelan de entrar en la patronal de Iberdrola y Endesa por los choques de interés.
- La patronal nuclear de Iberdrola y Endesa manda nuevas alegaciones a Ribera contra la tasa de residuos.



Endesa quiere subirse al carro en el negocio de los centros de datos, e incrementa su presencia en un sector al alza. La otra gran eléctrica española, **Iberdrola**, también tiene planes concretos. Los próximos años serán de gran vorágine inversora.

La eléctrica dirigida por **José Bogas** habló varias veces sobre el negocio de los centros de datos en su última Junta de Accionistas. El propio CEO de Endesa se refirió a este asunto en su discurso, y explicó lo importante que será dentro del entramado energético. Pero hay más.

Leer más: [La patronal nuclear de Iberdrola y Endesa manda nuevas alegaciones a Ribera contra la tasa de residuos](#)

Según ha podido conocer ECONOMÍA DIGITAL en fuentes del mercado, **Endesa ha incrementado su presencia en el negocio de los 'data center'** y ya estaría ejecutando tareas de consultoría para clientes, gestión y seguimiento del punto de conexión, y realización de proyectos de ingeniería.

Estas acciones van más allá de su mera función de distribuidor eléctrico, una de las tareas reguladas en el sector de las redes, y Endesa quiere posicionarse como un actor relevante.

Hace unos días **Iberdrola confirmó que está estudiando cómo «maximizar» sus capacidades** en el negocio de centros de datos, un área en claro crecimiento ante el incremento de los servicios de inteligencia artificial (IA) por las tecnológicas que está impulsando la demanda eléctrica.

La eléctrica azul también trabaja en la ejecución de la acometida eléctrica y subestaciones, tanto en modalidad de llave en mano, como en inversión de Endesa a través de un modelo de arrendamiento operativo. También ofrece soluciones energéticas en isla, que pueden servir como solución transitoria inicial y también como sistemas de 'backup' para asegurar los elevadísimos estándares de fiabilidad con los que deben trabajar los 'data center'.

Un sector mirado con lupa

Estos movimientos de Endesa surgen ante una clara especulación en el negocio de los centros de datos por parte de algunas compañías que quieren aprovecharse del auge inversor. Las cifras son tozudas.

España tiene una capacidad eléctrica de unos 180 MW IT en estos momentos. Se calcula que hay peticiones de acceso a la red de 5.000 MW, la misma capacidad que tiene operativa Estados Unidos.

«**Es cierto que hay mucha especulación**», reconoce un directivo de un 'data center' a ECONOMÍA DIGITAL. Explica que hay muchos proyectos tangibles que ya trabajan, que tienen MW operativos, y que todo es real; pero que muchos han llegado para especular.

Como barrera de entrada, desde el sector proponen un filtro para saber el interés: pertenecer a la asociación de centros de datos, que es la que defiende los intereses de estas empresas. Así se podría controlar de manera muy clara quienes invierten para desarrollar un negocio, y quienes lo hacen para elevar múltiplos en operaciones posteriores.

La duda es evidente: ¿cómo puede haber en Madrid solicitudes a la red por valor de 3.000 MW, que en el conjunto de España llega a los 5.000 MW, cuando no existe a nivel global esa demanda por parte de los clientes?

Controles por parte de la administración

Desde el sector consideran que el rol de la administración debe ser mayor. Las empresas que invierten en este negocio de manera estable deben tener la certidumbre de que conseguir el acceso a la red cuando tengan listos sus proyectos.

Los expertos del sector calculan que el crecimiento de los próximos años será sobre los 20-50 MW —como mínimo, e irá en aumento—. Piden al Gobierno la capacidad de distinguir el ruido que generan los especuladores frente a las empresas que de verdad tienen su negocio en este sector.

Explican que se ha hecho evidente que algunos actores relacionados con el ámbito del inmobiliario y los fondos piden puntos de acceso en zonas donde no saben si finalmente habrá proyectos o no. Y que eso se hace, además, sin saber si habrá clientes. Pero el objetivo es acumular potencia.

12.- Iberdrola y Repsol pujan para entrar en la eólica marina del Golfo de Maine.

eleconomista.es, 7 de mayo de 2024.

- **Avangrid se ha precalificado también para entrar en la subasta de Oregon.**

Iberdrola y Repsol vuelven a verse las caras en Estados Unidos. Ambas compañías, que mantienen una dura disputa por un presunto caso de ecopostureo, se han precalificado antes las autoridades del país para participar en la primera subasta de energía eólica marina en el Golfo de Maine.

La licitación incluirá ocho zonas de arrendamiento frente a las costas de Maine, Massachusetts y New Hampshire, con un total de casi un millón de acres, que tienen potencial para generar aproximadamente 15 GW de energía limpia y renovable y abastecer a más de cinco millones de hogares. El desarrollo de toda esta potencia supondría una inversión total en la zona de alrededor de 30.000 millones de euros.

Junto a estos dos gigantes españoles, competirán también por las zonas en subasta la alianza de EDP y Engie (Ocean Wind), Equinor Wind, Diamond Wind, Hexicon, Pine Tree Offshore, Maine Offshore y Corio.

En estos momentos, el BOEM está recabando opiniones sobre diversos aspectos de las zonas de arrendamiento propuestas, como el tamaño, la orientación y la ubicación de las ocho zonas de arrendamiento y qué zonas, en su caso, deberían priorizarse para su inclusión o exclusión de esta venta de arrendamientos.

La Agencia ambiental solicita también comentarios sobre la concesión de créditos de licitación a los licitadores que se comprometan a apoyar programas de formación de la mano de obra o el desarrollo de la cadena de suministro, o una combinación de ambos, así como un crédito para un fondo de mitigación compensatoria para la pesca.

El BOEM también está pidiendo comentarios sobre las posibles estipulaciones de arrendamiento en relación con el tránsito de buques y la vigilancia ambiental de referencia. Al igual que los contratos de arrendamiento recientes en otras regiones, se propone la inclusión de estipulaciones para garantizar que los futuros arrendatarios tengan en cuenta la participación de las partes interesadas y las comunidades potencialmente afectadas, incluidas las tribus, las comunidades históricamente desatendidas y la industria pesquera.

Por otro lado, la Agencia ambiental también ha puesto en subasta dos zonas de arrendamiento en Oregon por un total de 194.995 acres -una en la bahía de Coos y la otra en la zona de energía eólica de Brookings- que tienen potencial para abastecer a más de un millón de hogares con energía limpia y renovable.

Junto con la propuesta de arrendamiento, el BOEM ha publicado su proyecto de revisión medioambiental de los posibles impactos asociados. Avangrid, BlueFloat, Ocean Winds y US Mainstream Power ya se han precalificado para esta subasta.

13.- Iberdrola recibe “luz verde” para construir su megaplanta fotovoltaica en Granada.

elperiodicodelaenergia.com, 7 de mayo de 2024.

La instalación solar, bautizada como “FV Caparacena”, ocupará una extensión de aproximadamente 1.000 hectáreas.

La apuesta por la energía renovable en España y más concretamente en Andalucía toma un nuevo impulso con la obtención de Iberdrola del visto bueno del Ministerio de Transición Ecológica para construir su megaplanta fotovoltaica de 274 megavatios (MW) en la provincia de Granada.





Con una extensión que abarca aproximadamente 1.000 hectáreas, la megaplanta, bautizada como “FV Caparacena”, albergará más de medio millón de paneles solares, con una capacidad total instalada de casi 274,6 MW, abarcando terrenos en Ventas de Huelma, Cacán, Chimeneas, Cijuela, Láchar, Pinos Puente, Valderrubio, Íllora y Atarfe.

Este proyecto no solo representa un avance significativo en la producción de energía renovable en España, sino que también se prevé que contribuya a la creación de empleo y al desarrollo de la industria local.

Líneas de evacuación

La aprobación del Ministerio no se limita únicamente a la construcción de la planta en sí, sino que también incluye la autorización para las líneas de evacuación de energía. Estas líneas conectarán el parque solar con la subestación eléctrica de la localidad de Caparacena, en Atarfe, atravesando los términos municipales mencionados anteriormente.

Uno de los aspectos destacados de esta autorización es el resultado de las consultas y alegaciones realizadas por diversos actores involucrados. Tras las preocupaciones planteadas por ayuntamientos afectados, grupos ecologistas y agricultores, se ha llegado a un compromiso que contempla la instalación de 13 kilómetros de líneas aéreas de alta tensión, pero también 17 kilómetros de líneas subterráneas.

Suministro

Iberdrola y la Junta de Andalucía firmaron a finales del pasado año uno de los mayores contratos de suministro de energía eléctrica en el sistema público español.

La compañía presidida por Ignacio Sánchez Galán se comprometía así a ofrecer a la administración autonómica energía verde procedente de fuentes 100% renovables durante 25 meses, pudiéndose prorrogar el contrato hasta 2 años más.

Por otro lado, Iberdrola también se comprometió a ayudar a la Junta de Andalucía en el ahorro y eficiencia energética mediante la implantación de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en diferentes edificios y la optimización de su factura eléctrica mediante la generación de informes que le permitan optimizar la potencia contratada y reducir los excesos de energía.

14.- Iberdrola inicia una nueva campaña para implantar la aerotermia como sustitutiva de las calderas de fósiles.

infolibre.es, 7 de mayo de 2024.

- **El anuncio se produce después de que Autocontrol fallase el 26 de abril en contra de la eléctrica tras una denuncia de Repsol en la que le acusaba de lanzar una campaña publicitaria que atentaba contra el principio de veracidad.**
- **Desde la eléctrica se sostiene que de ninguna forma aquella campaña afirmaba que la obligación de eliminar las calderas de gas se había aprobado por la UE sino que se limitó a anticipar lo que ha acabado sucediendo al final.**



Iberdrola iniciará una nueva campaña comercial **impulsando la aerotermia** como sustitutivo gradual de las calderas que queman fósiles, han confirmado este martes fuentes de la compañía eléctrica. El anuncio se produce después de que la Asociación para la Autorregulación de la Comunicación Comercial (Autocontrol) fallase el 26 de abril en contra de la eléctrica tras **una denuncia de Repsol** en la que le acusaba de lanzar una campaña publicitaria de combustibles renovables que, en su opinión, atentaba contra el principio de veracidad.

Iberdrola se mostró desde el primer momento en desacuerdo con la resolución. Para empezar, Autocontrol es **una asociación formada por entidades privadas** que lleva a cabo la autorregulación de la industria publicitaria en España.

Y además uno de los vocales de la Junta Directiva es la directora de Publicidad, Patrocinios y Eventos de Repsol. La campaña lanzada por Iberdrola, sostiene desde la multinacional, se limitaba a anticipar el contenido de la directiva europea de eficiencia energética de edificios, que fue ratificada por el Consejo Europeo el 12 de abril de 2024, y cuyo texto incluye la obligación para los Estados miembros de **adoptar medidas para eliminar gradualmente los combustibles fósiles** en la calefacción con el objetivo de eliminar por completo las calderas de combustibles fósiles para 2040.

Desde la eléctrica se sostiene que de ninguna forma la campaña afirmaba que la obligación de eliminar las calderas de gas se había aprobado a todos los efectos, sino que se limitó a **anticipar lo que ha acabado sucediendo finalmente**, ofreciendo un producto y un servicio que se adaptaría al gradual proceso de descarbonización en la Unión Europea. La propuesta de directiva relativa a la eficacia energética tenía el visto bueno del Parlamento, pero estaba pendiente de la aprobación definitiva. Esta propuesta ahora ya está aprobada y pendiente de publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea.

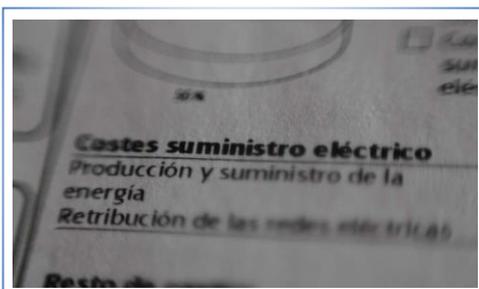
15.- Naturgy lleva al Supremo su condena por cobrar la luz por estimaciones.

economiadigital.es, 7 de mayo de 2024.

El Tribunal Supremo admite a trámite el recurso presentado por Naturgy contra la sentencia que consideró que utilizaba las lecturas estimadas de los contadores de luz de manera abusiva.

Naturgy ha conseguido llevar al Tribunal Supremo la condena por las **lecturas estimadas de los contadores de la luz**, que la Audiencia Provincial de A Coruña consideró que ejercía de una manera abusiva en 2021.

Casi tres años después, la Sala de lo Social del Tribunal Supremo admite a trámite el recurso presentado por las dos filiales condenadas del grupo que dirige **Francisco Reynés**, Unión Fenosa Distribución (actualmente Ufd Distribución Electricidad) y Gas Natural Sur (ahora Comercializadora Regulada Gas&Power).



Los magistrados, en un auto del pasado 24 de abril, decretan la admisión del recurso de casación y extraordinario por infracción procesal contra la sentencia de la Audiencia Provincial, por lo que deberán pronunciarse respecto a la legalidad de facturar por la luz y el gas en base a estimaciones de consumo más allá del plazo de dos meses. En su momento, Naturgy ya advirtió que elevaría el caso al Supremo tras el fallo condenatorio, aunque alegaba la compañía que se debía a una cuestión técnica por posibles errores en la interpretación de la regulación eléctrica que era necesario clarificar.

Los dos meses

La causa surge de una demanda presentada por la Fiscalía en la que se ejercitaba una acción colectiva de cesación y protección de los consumidores contra ambas empresas. Se les achacaba un **«incumplimiento reiterado» en la obligación de efectuar lecturas de consumo real** y la emisión de facturas con consumos estimados de manera abusiva, pues ante la ausencia de lecturas reales cobraba en base a estimaciones que sobrepasaban los dos meses permitidos por la normativa aplicable.

Leer más: [Naturgy invirtió 450 millones en su red eléctrica en 2023, la mitad en Galicia](#)

La Fiscalía, que recurrió la primera sentencia desfavorable del Juzgado de lo Mercantil número 1 de A Coruña, reprochaba también a la comercializadora de Naturgy que **seguía cobrando el alquiler del contador a los consumidores** pese a emitir facturas sobre estimaciones y que **no informaba a los clientes** de los motivos por los que se llevaba a cabo esta práctica.

La condena

La sentencia de la Audiencia Provincial prohibía a Naturgy continuar efectuando lecturas de consumo estimado más allá de los casos legalmente previstos, extendiendo esta prohibición al resto de operadores del sector. También impuso a las dos filiales de la eléctrica la **obligación de informar al Juzgado de las medidas adoptadas para prevenir esta conducta**, dando un plazo de tres meses para su cumplimiento y fijando una multa de **40.000 euros por cada día de retraso**.

16.- Argelia amenaza con cortar la venta de gas a Naturgy si la compra la emiratí Taqa.

okdiario.com, 7 de mayo de 2024.



Argelia cortará el suministro de gas a **Naturgy** si finalmente la compañía española cae en manos de **Taqa**, gasista controlada por el Gobierno de Emiratos Árabes Unidos, principal rival de **Argelia** además de **Marruecos**, según publica la agencia *Reuters* citando una fuente familiarizada con la situación. La española Naturgy ha minimizado la situación y ha señalado que «la relación entre Sonatrach y Naturgy se remonta a más de 50 años. El primer contrato se firmó dos años después de la creación de Sonatrach, con lo que ambas compañías son dos de los socios comerciales más antiguos en el aprovisionamiento de gas a Europa.

Durante todos estos años no se han producido incumplimientos por ninguna de las dos partes. Ni siquiera en momentos políticos delicados en ambas orillas del Mediterráneo han dejado de honrarse los contratos».

Además, Naturgy ha destacado que «nunca ha habido cláusulas en los contratos de aprovisionamiento, (los vigentes vencen en 2030/31), que se vieran afectadas por posibles cambios accionariales en ninguna de las partes. De hecho, esos cambios accionariales se han producido en el pasado y no han tenido impacto alguno en el cumplimiento de los contratos».

La emiratí Taqa está negociando con **Criteria Caixa**, brazo inversor de la Fundación la Caixa, una **opa conjunta** sobre la gasista española. Los fondos **CVC y GIP**, que tienen algo más del 40% del capital, estarían dispuestos a vender después de haber agotado ya su periodo natural de inversión. **IFM**, el fondo australiano que tiene el 17% de las acciones, se mantendría en principio en el capital.

Las negociaciones son lentas puesto que Criteria Caixa, que tiene **el 27%** de las acciones, quiere quedarse como **principal accionista** para mantener la españolidad de la empresa. Oficialmente, Taqa ha reconocido conversaciones con los fondos para comprarles sus acciones y que está hablando también con Criteria. El Gobierno está vigilante y ha dicho que se trata de una empresa estratégica para el país.

En estos momentos, el gas argelino que llega por el Medgaz es clave para España ya que es el primer proveedor del país, por delante de Estados Unidos y de Rusia, que sigue trayendo gas a España por barco pese a las advertencias de la ministra **Teresa Ribera**. La empresa estatal argelina, **Sonatrach**, es además accionista de la española con el 4,5%.

Se trata de un **nuevo conflicto** que tiene como protagonistas a Naturgy y Argelia. El país magrebí ya cerró el otro gasoducto que le une a España, el que pasaba por territorio de Marruecos, para no suministrar gas al reino alauí. El Gobierno ha dado posteriormente la vuelta al gasoducto y ahora transporte gas desde España a Marruecos.



Precisamente ése fue otro problema entre ambos países, ya que Argelia amenazó con cortar el suministro de gas por Almería si se demostraba que gas argelino llegaba a Marruecos, algo que ha negado el Ejecutivo español.

Además, la decisión de Pedro Sánchez de apoyar la solución de Marruecos para el Sáhara Occidental, rompiendo décadas de política española en la zona, provocó que Argelia cortara todo comercio con España a excepción del gas. En estos momentos se ha recuperado sólo una mínima parte de ese comercio.

17.- El Gobierno tendrá que reintegrar a Iberdrola 200 “kilos” por el bono social.

merca2.es, 8 de mayo de 2024.

Iberdrola se ha apuntado una importante victoria sobre el Gobierno en los juzgados: el **Tribunal Supremo (TS)** ha dictaminado que **la eléctrica deberá ser indemnizada con la cantidad de 201.263.400 euros «en concepto de cantidades financiadas bajo el mecanismo de financiación del bono social eléctrico»**, así como por «el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión» de dicho bono, según un auto de la sala de lo contencioso-administrativo del Alto Tribunal fechado el 17 de abril.



El **bono social** es un descuento que se aplica sobre el PVPC (Precio Voluntario para el pequeño consumidor), a un límite máximo de energía en el periodo de facturación, dentro del sistema de **tarifa regulada**.

El sentido de esta disposición es proteger a determinados colectivos de consumidores económica o socialmente más vulnerables; en otras palabras, combatir la pobreza energética.

La financiación del bono social eléctrico corresponde a todas las empresas del sector: distribuidoras, productoras y comercializadoras deben contribuir a costearlo. Iberdrola inició el pleito ya que, al considerar que no había repercutido dicho gasto a sus clientes del mercado libre, le correspondía el reintegro del mismo.

EL SUPREMO DA LA RAZÓN A IBERDROLA

El dictamen del TS, al que ha tenido acceso **MERCA2**, reconoce el derecho de Iberdrola a ser compensada por las cantidades pagadas por su comercializadora del mercado libre Iberdrola Clientes en concepto de financiación del bono, y que ascienden a un total de 183.433.730,15 euros.

A esta 'millonada' hay que sumarle los 17.834.438 euros abonados por **Curenergía** -la filial de Iberdrola que ofrece las tarifas reguladas con las que se puede solicitar el bono social- en concepto de cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del bono social. El fallo del Alto Tribunal también dispone que la eléctrica sea indemnizada por esos importes.

La resolución del Supremo anula parcialmente una decisión previa de la **Secretaría de Estado de Energía**, emitida el pasado junio, «en la parte en que no se reconocen a Iberdrola los importes reclamados en este incidente de ejecución».

Finalmente, el TS no ha considerado pertinente imponer el pago de cantidad alguna en concepto de costas procesales.

LOS FUNDAMENTOS DEL FALLO

El Supremo expone que en el mercado minorista de electricidad hay que distinguir entre los comercializadores libres y los comercializadores de referencia; y que el coste de financiar el bono social depende del número de clientes, por lo que se trata un coste unitario por cada uno de ellos. Por tanto, «cuando una empresa comercializadora en mercado libre decide suministrar a un nuevo cliente, conoce que tendrá un coste unitario asociado a ese cliente, por la financiación del bono social».

Las comercializadoras del mercado libre, continúa el fallo, fijan los precios del suministro en función de una estimación de los costes, dentro de los cuales «se encuentran aquellos que están relacionados con el aprovisionamiento de la energía y otros que vienen impuestos por la regulación». **Según el criterio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), la financiación del bono social «se considera como un coste de la actividad de comercialización», y por tanto puede ser trasladado a la factura que pagan los clientes.**

No obstante, **la postura de la CNMC es que se puede concluir «con razonable prudencia» que los comercializadores libres han trasladado este coste al consumidor final**, «por lo que la devolución de dichos importes a las empresas financiadoras implicaría un enriquecimiento injusto». Éste fue el principal argumento esgrimido por la resolución de la Secretaría de Estado de Energía para denegar a Iberdrola el reintegro de los importes reclamados.

EL FALLO EMITIDO POR EL SUPREMO ESTIMA QUE NO EXISTEN PRUEBAS DE QUE IBERDROLA YA HAYA REPERCUTIDO A SUS CLIENTES EL COSTE DE FINANCIACIÓN E IMPLANTACIÓN DEL BONO SOCIAL, POR LO QUE LA ELÉCTRICA TIENE DERECHO A QUE SE LE REINTEGREN LAS CANTIDADES PAGADAS POR ESTOS CONCEPTOS

La decisión del Supremo, sin embargo, anula dicha resolución al considerar que carece de peso probatorio: «La CNMC no muestra ninguna prueba evidente que acredite que el coste del bono social haya sido trasladado por parte de las comercializadoras en mercado libre del **Grupo Iberdrola** a sus clientes» -explica-

«De hecho, la CNMC se limita a manifestar conjeturas acerca de la razonabilidad de que las comercializadoras hayan trasladado el coste de financiación del bono social a sus clientes, pero sin presentar ninguna prueba al efecto».

Asimismo, el auto pone de relieve la «contradicción» en la que incurre la CNMC aludiendo a su Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad del año 2019, en el que reconoció que no todas las comercializadoras trasladan a los clientes los costes de financiación del bono social.

Sobre la indemnización reconocida por el auto a Curenergía, el TS expone que diversos peritajes han constatado el incremento de gasto que supuso para las comercializadoras las medidas para la implantación del procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del bono social.

18.- Endesa recorta un 51% el beneficio tras la normalización de los precios energéticos.

lainformacion.com, 8 de mayo de 2024.

La eléctrica gana 292 millones entre enero y marzo y advierte de la necesidad de mejorar la retribución de los negocios regulados "para hacer posible la transición energética". El Ebitda cae un 26% hasta 1.079 millones.

- Iberdrola dispara un 86% el beneficio trimestral impulsada por la venta en México.
- Repsol recorta un 13% el beneficio, afectada por la caída del gas y acelera inversiones.



Endesa obtuvo un beneficio neto de 292 millones de euros en el primer trimestre, lo que supone una caída del 50,8% en comparación con el mismo periodo del año pasado, aunque en línea con los objetivos frente al "extraordinario contexto" de mercado de 2023. La compañía reafirma su compromiso con las previsiones anunciadas para el ejercicio en el pasado 'Capital Markets Day'.

Por su parte, el **resultado bruto de explotación (Ebitda)** fue de 1.079 millones de euros y descendió un 26% respecto al récord histórico del curso anterior.

La eléctrica ha explicado en un comunicado que en la evolución del Ebitda se observa la normalización del negocio de generación convencional, en el que se incluye tanto la producción térmica como el negocio de gas, y la aportación positiva del resto de segmentos de negocio. La compañía vuelve a hacer un llamamiento a la mejora y actualización de la **regulación del negocio de distribución eléctrica** para permitir la Transición Energética.

"La gestión de la situación de volatilidad en el mercado es clave para la sostenibilidad de nuestro negocio y la recuperación de la senda de crecimiento. Nuestra estrategia integrada proporciona protección a nuestro negocio liberalizado, al tiempo que crea valor de forma constante para nuestros accionistas. En el capítulo regulatorio, me gustaría recordar una vez más que **una remuneración justa es necesaria para el negocio de distribución eléctrica**, que permita incentivar las inversiones. Sin redes bien dimensionadas y resilientes, la transición energética no será posible", ha señalado el consejero delegado de Endesa, **José Bogas**, en la nota.

Baja el golpe del impuesto extraordinario en seis millones

El beneficio ordinario neto también se redujo un 51% hasta 292 millones, reflejando tanto la tendencia de disminución del Ebitda como el impacto del impuesto extraordinario del 1,2% sobre ventas, **al no ser -de momento- deducible**. El **impacto por el gravamen extraordinario es de 202 millones de euros**, seis menos que en 2023.

Endesa está implementando una aproximación más selectiva en su política de inversiones. Del total del 'capex' del trimestre, que alcanzó los 412 millones manteniéndose estable respecto a 2023, el 45% fue a redes y otro 26% a renovables.

Según la compañía, la normalización de las condiciones del mercado se ha traducido en una **reducción del 53% en el precio promedio de la electricidad en el mercado mayorista**, hasta los 45 euros megavatio hora (MWh), incluyendo precios negativos por primera vez en la historia a partir del mes de abril. No obstante, los futuros y los modelos de la compañía apuntan a un precio medio de 60 euros/MWh en el medio y largo plazo. La demanda peninsular del trimestre ha caído el 0,4% (aunque ha crecido un 1,22% corregida por laboralidad y temperatura) debido a las temperaturas suaves, la no recuperación de demanda industrial de sectores como el papelero o el metalúrgico, y las medidas de ahorro y eficiencia.

Cuota del 29% en el mercado libre de luz

La compañía se encuentra en la **fase final de la venta del 49% del portfolio solar** que tiene en funcionamiento valorado en unos 2.000 millones. De su lado, posee una cartera de clientes en el mercado libre que se sitúa cerca de los 7 millones, otorgándole una cuota del 29% "en una coyuntura de alta competencia", según la empresa. Prosigue además el proceso de simplificación de la estructura comercial para poner al cliente en el centro. La mayor producción renovable elevó en cinco puntos (hasta el 82%) el porcentaje de ventas a precio fijo a clientes. Además, ya ha vendido de antemano el 95% de su producción propia de 2024, el 86% de la de 2025 y el 53% de la de 2026.

Endesa cerró el primer trimestre con un **flujo de caja de 167 millones**, golpeada por el **laudo con Catar**, sin el cual esta magnitud se hubiera situado en 700 millones de euros. También tiene pendiente de resolución de otro laudo por el precio del suministro de gas licuado procedente de Nigeria por otros 500 millones de euros. La compañía da por ganado el pleito, pero negocia con el país africano para obtener una solución pactada sin esperar al arbitraje.

En cuanto a la evolución del **endeudamiento**, la deuda neta se incrementó hasta 11.300 millones por las inversiones y el pago del dividendo a cuenta. La deuda bruta se mantiene estable en 13.800 millones. Todo ello permite a Endesa mantener una ratio de deuda neta sobre ebitda -2,8 veces respecto de las 2,4 de 2023- y de flujo de caja sobre deuda neta del 44%.

19.- Bogas advierte que los cuellos de botella de la red eléctrica han impedido a Endesa conectar 15 GW de demanda.

elperiodicodelaenergia.com, 8 de mayo de 2024.

El directivo ha apremiado a actualizar la regulación en esta materia para no dejar escapar las oportunidades de la transición energética para el país.



El consejero delegado de Endesa, **José Bogas**, ha advertido de que los "cuellos de botella" en la red eléctrica han impedido conectar a la compañía en los últimos cuatro años un total de **15 gigavatios (GW) de demanda**, por lo que **apremiado a actualizar la regulación en esta materia para no dejar escapar las oportunidades que representa la transición energética para España.**

En una conferencia con analistas para **presentar los resultados del primer trimestre del año**, Bogas **estimó que, considerando que la eléctrica cuenta con el 43% del negocio de distribución en España, se estaría hablando de unos 30 GW que no se han podido conectar en el país.**

"Eso significa **un montón de gigavatios**", dijo, subrayando que esa demanda representa oportunidades en "centros de datos, nuevas industrias o ampliación de las actuales, puntos de recarga, etc".

Por ello, el directivo consideró que España está "perdiendo muchas oportunidades, mucha demanda, talento y fabricación", e insistió en que es "necesario y urgente" cambiar la regulación para no dejar escapar esta oportunidad. "Estoy seguro de que la demanda va a subir. Lo que estamos esperando es alrededor del 15%, desde ahora hasta el año 2030", dijo.

Y es que Bogas señaló que la **red de distribución** es "la columna vertebral" de todo el sistema de **electricidad** y **clave** para la **transición energética**, por lo que pidió una "mejora y actualización" de su regulación.

En este sentido, confió en que la recuperación de la **Comisión Nacional de la Energía (CNE)** por el Gobierno permita avanzar en esta senda.

El impuesto a las energéticas

En lo que se refiere al **gravamen** especial del Gobierno a las energéticas, Bogas consideró que el impuesto desaparecerá a finales de este año si no se produce finalmente la aprobación de una extensión a través de una Ley. “Estamos esperando la solución final a este tema”, añadió.

No obstante, insistió en criticar un **impuesto** que afecta a la capacidad de las empresas de “invertir para alcanzar los **objetivos** de la **transición energética**” y que representa “una desventaja comparativa y competitiva bajo la ley europea”.

Respecto, a la venta del 49% del portfolio solar en funcionamiento, los directivos de la energética confirmaron que la operación se encuentra en su fase final y podría cerrarse en este segundo trimestre o principios del tercer trimestre del año.

“La razonabilidad de la operación es básicamente recuperar el ‘capex’ para estar listos para las inversiones que creemos que van a venir”, dijeron.

20.- Iberdrola impulsa el despliegue de la eólica marina en Alemania y Australia.

eleconomista.es, 9 de mayo de 2024.

Iberdrola continúa expandiendo su apuesta por la energía eólica allende los mares con la instalación de la primera turbina de las 50 con las que contará el parque eólico marino alemán Baltic Eagle (476 MW), que entrará en funcionamiento a finales de este año en aguas bálticas. Además, la eléctrica española ha obtenido la autorización preliminar para desarrollar su primer parque eólico marino en Australia, Aurora Green, una instalación que podría llegar a desplegar una potencia de 3.000 MW de energía limpia mar adentro.

Iberdrola se ha volcado en el desarrollo de la energía eólica marina con un foco clave en el país germánico, donde mantiene una estrategia de crecimiento integrado, especialmente en el mar Báltico. Según explica la eléctrica española en un comunicado, los molinos del futuro parque eólico marino germano, que contará con 50 aerogeneradores Vestas V174-9,5MW que desarrollan una potencia de 9,5 MW cada uno, tienen un diámetro de pala de 174 m —cuya área de barrido es de 23.778 m², equivalente a 3,3 campos de fútbol— y una elevación del buje de 107 m sobre el nivel del mar.

En concreto, las piezas de transición del parque, que unen las torres de los aerogeneradores a la cimentación, fueron fabricadas en **Ávilés** por Windar, lo que contribuyó a la creación de 800 puestos de trabajo aproximadamente y a la participación de cerca de 30 proveedores del norte de España.

Masdar e Iberdrola firmaron en julio de 2023 un acuerdo estratégico para coinvertir en Baltic Eagle.

En la COP28, las dos empresas anunciaron una asociación estratégica adicional de 15.000 millones de euros para evaluar el desarrollo conjunto de proyectos de eólica marina e hidrógeno verde en mercados clave como Alemania, el Reino Unido y Estados Unidos.

Baltic Eagle es el segundo de los tres grandes proyectos de Iberdrola en Alemania. Junto a los parques eólicos marinos de Wikinger, que con 350 MW ya se encuentra en operación, y de Windanker, que con 315 MW está entrando en fase de ejecución, forman el complejo Baltic Hub que tendrá una capacidad total de más de 1,1 GW en 2026 y generará una inversión de unos 3.700 millones de euros.



El primer parque eólico marino de Iberdrola en Australia

Iberdrola ha obtenido la autorización preliminar para desarrollar su primer parque eólico marino en Australia, Aurora Green, frente a la costa de Gippsland (Victoria). Según explica Iberdrola en un comunicado, esta instalación podrá llegar a alcanzar los 3.000 MW de energía limpia y supondrá una inversión de más de 6.000 millones de euros

La concesión de la licencia está sujeta a la consulta que se tendrá que llevar a cabo con los aborígenes por la Ley australiana de Títulos Nativos. La compañía ha acogido con satisfacción la oportunidad de trabajar en colaboración con los pueblos de las llamadas Primeras Naciones para garantizar que todos los grupos de interés compartan los beneficios de la transición hacia las energías limpias en Australia.

El área de licencia propuesta para este parque que podría albergar hasta 3 GW de capacidad marina, se ubica a más de 25 km de la costa de Gippsland. Con una vida operativa de al menos 30 años, la energía de Aurora Green hará una contribución fundamental a la transición energética del estado de Victoria al proporcionar capacidad de reemplazo para los viejos e inflexibles generadores de carbón de Victoria.

21.- Acciona y Acciona Energía alcanzaron el 79% de deuda sostenible en 2023.

acciona.com, 9 de mayo de 2024.

ACCIONA y ACCIONA Energía cerraron 18 financiaciones nuevas con un importe aproximado de €3.000 millones bajo su nuevo *Marco de Financiación de Impacto Sostenible*.



ACCIONA y ACCIONA Energía elevaron el peso de su deuda sostenible sobre el total de deuda corporativa hasta el 79% (+15pp) en 2023, lo que reafirma el atractivo para el mercado de la estrategia de inversión con criterios medioambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG) de ambas compañías. Este incremento se refleja en el *Informe de Financiación Sostenible*, donde se detallan las emisiones de deuda sostenible y el impacto conseguido con cada una de ellas.

ACCIONA y ACCIONA Energía cerraron 18 financiaciones nuevas con un importe aproximado de €3.000 millones bajo su nuevo *Marco de Financiación de Impacto Sostenible* a lo largo del pasado ejercicio, lo que eleva a €9.869 millones el total del saldo vivo de la deuda sostenible del grupo.

El año pasado se continuó avanzando en la estrategia de diversificación de las fuentes de financiación.

En particular, ACCIONA logró convertirse en la primera empresa española en obtener en el mercado japonés un préstamo Samurai de ¥45.000 millones (€288 millones). Por su parte, ACCIONA Energía cerró su primer programa de pagarés verdes, con un límite máximo de €2.000 millones de euros.

El *Marco de Financiación de Impacto Sostenible* de ACCIONA y ACCIONA Energía establece dos categorías principales de financiación: las financiaciones ligadas a la ejecución de proyectos clasificados como sostenibles según la taxonomía europea (financiación verde por el uso de fondos); y las vinculadas a objetivos corporativos concretos en materia de sostenibilidad (financiación *sustainability-linked*).

Dentro de cada una de estas categorías, el objetivo es, además, incorporar objetivos de impacto local, medioambientales o sociales, lo que permite a las entidades financieras e inversores certificar un doble impacto positivo vinculado a cada instrumento financiero concreto.

DOBLE IMPACTO

El *Informe de Financiación Sostenible* de ACCIONA y ACCIONA Energía, verificado por KPMG, refleja el impacto alcanzado gracias a estos instrumentos financieros sostenibles. La financiación verde por la asignación de fondos a proyectos de ambas compañías ha generado en 2023 un impacto de 4.158MW de energía renovable instalados con una producción anual de 10.137GWh; un total de 35.278 kilómetros de infraestructuras de transporte electrificado; más de 5.000m² de edificios sostenibles; y la generación de 164.096m³ de agua de calidad. En total, las actividades con financiación verde han evitado la emisión de 9.870 toneladas de CO₂ equivalentes.

En lo que respecta a los instrumentos financieros vinculados a objetivos corporativos de sostenibilidad, ACCIONA y ACCIONA Energía han cumplido holgadamente las metas fijadas de reducción de emisiones para el ejercicio dentro de su senda de descarbonización. Los porcentajes de inversión alineada con la taxonomía europea de actividades sostenibles han alcanzado el 99% en el caso de ACCIONA (frente al mínimo del 90% fijado) y el 100% en el caso de ACCIONA Energía (frente al 95% mínimo de objetivo).

Por último, también los objetivos ligados a los compromisos de impacto local se han alcanzado. Entre ellos destacan las horas de educación y formación certificada a colectivos vulnerables; el suministro de electricidad en regiones remotas; la plantación de árboles; la realización de planes de descarbonización para pequeñas y medianas empresas; o las compras de productos cero o bajos en emisiones (cemento, acero, hormigón y maquinaria) que fomenten el crecimiento de una economía descarbonizada.

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

- 1.- El sector del almacenamiento en baterías necesita seguridad jurídica.**
- 2.- Continúa la crisis en Holaruz: denunciada por Iberdrola ante la CNMC.**
- 3.- Las energías renovables marcan un récord histórico gracias al sol y al viento.**
- 4.- Desarrollan en España un modelo para alimentar viviendas exclusivamente con hidrógeno, solar y baterías.**
- 5.- Almacenamiento de residuos nucleares.**
- 6.- El viento, el sol y el algoritmo: la IA llega para hacer las "preguntas adecuadas" y ahorrar miles de euros en la producción renovable.**
- 7.- Tendencias que van a determinar el futuro del sector de Energía y Utilities.**
- 8.- Los entresijos de la primera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno. El Calambrazo:**
- 9.- "Hidrógeno y eléctrico: ¿Clave de futuro en la movilidad sostenible?"**

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

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

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



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

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

 **mpre adelante**