

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.- Sánchez Galán ganó 13,83 millones como presidente de Iberdrola en 2023, un 5,9% más que el año anterior.

vozpopuli.com, 23 de febrero de 2024.

Del ingreso total de Galán, un total de 6,474M€ correspondieron a la remuneración en metálico, incluyendo 2,25M€ en concepto de sueldo -cifra que se mantiene inalterada desde 2008-, y 6,780M€ al beneficio bruto de las acciones o instrumentos financieros.

El presidente ejecutivo de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, percibió una retribución total en 2023 por el ejercicio de sus funciones de 13,836 millones de euros, lo que representa un incremento del 5,9% con respecto a los 13,060 millones de euros de un año antes, según la información remitida por la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).



De este importe, un total de 6,474 millones de euros correspondieron a la remuneración en metálico, incluyendo 2,25 millones de euros en concepto de sueldo -cifra que se mantiene inalterada desde 2008-, y 6,780 millones de euros al beneficio bruto de las acciones o instrumentos financieros consolidados.

Asimismo, percibió 582.000 euros por su pertenencia a consejos de administración de filiales del grupo (la estadounidense Avangrid y la brasileña Neoenergia, donde es presidente).

En el caso de la retribución variable, está ligada a los resultados de la compañía. Desde 2008, Iberdrola ha casi triplicado sus ingresos, hasta rozar los 49.500 millones de euros, mientras que su resultado bruto de explotación (Ebitda) ha crecido un 164% desde ese año, hasta los 14.500 millones de euros en 2023. El grupo registró un beneficio neto en 2023 de 4.803 millones de euros, más del doble que en 2008.

Además, Ignacio Sánchez Galán mantiene todas las acciones derivadas de planes de retribución desde su incorporación a la energética en el año 2001.

La remuneración del presidente de Iberdrola, la segunda mayor 'utility' del mundo por capitalización, se sitúa por debajo de sus similares en empresas comparables del mundo.

Las retribuciones las votan los accionistas en la Junta General de accionistas. La remuneración de Galán en 2022 recibió el visto bueno del 88,57% del capital en la última asamblea de Iberdrola, celebrada el 28 de abril de 2023. Igualmente, los dos mayores 'proxy advisor' del mundo -Institutional Shareholder Services (ISS) y Glass Lewis- recomendaron votar a favor del sueldo de los consejeros de la eléctrica en la junta del año pasado.

Armando Martínez, 4 millones en su primer año completo como CEO

Por su parte, el consejero delegado de Iberdrola, Armando Martínez, que ocupa el cargo de número dos de la compañía desde octubre de 2022 y por tanto el año pasado fue su primer ejercicio completo en el puesto, percibió 4,073 millones de euros, un 25,7% más. En su caso, la remuneración fija por sueldo de un millón de euros también se mantiene inalterable desde su nombramiento.

El consejo de administración de la energética aprobó, además, mantener esas mismas cantidades en concepto de sueldo para Galán y Martínez para este 2024.

Por su parte, la retribución total del consejo de administración de Iberdrola ascendió a los 23,96 millones de euros en 2023, lo que supone un incremento del 6,4% con respecto al año anterior.

La remuneración media de los empleados de Iberdrola ascendió el ejercicio pasado a los 88.000 euros, lo que representa un aumento del 6% frente a los 83.000 euros de 2022.

2.- Iberdrola paga 460 millones en impuestos de energía nuclear con el futuro de las centrales en el aire.

economiadigital.es, 23 de febrero de 2024.

El debate sobre el futuro de la energía nuclear en España sigue abierto, aunque su importante carga fiscal supone un gran problema para las empresas.



Iberdrola es una de las propietarias de las centrales nucleares españolas junto a Endesa, Naturgy y EDP. Este negocio representa una importante carga fiscal para la energética que alcanza los **466 M€ en diferentes tributos**. Un elevado porcentaje con respecto al total de la compañía. Según consta en los resultados financieros de Iberdrola presentados al mercado la semana pasada, la compañía presidida por **Ignacio Sánchez Galán** pagó 1.703 M€ en tributos durante el ejercicio 2023. La energética explica que se trata de un ascenso del 99%, y que esta cifra —para España— representa el 86% del aumento total del grupo.

Los tributos en materia nuclear suponen más del doble de lo que paga Iberdrola por el gravamen sobre ventas, el denominado 'impuestazo', que en 2023 ascendió a 213 M€.

La **Tasa Nuclear Enresa** le cuesta a Iberdrola 203 M€; mientras que las **Ecotasas**, que también impacta en el negocio nuclear por la generación de energía, son de 143 M€ (aunque esta cantidad no es íntegra de ese negocio); y la fiscalidad por el **combustible nuclear** asciende a 120 M€.

Estos números ponen de manifiesto el malestar dentro del sector energético con respecto a la energía nuclear y su actividad comercial. Desde hace tiempo sostiene que se trata de un negocio poco rentable, precisamente por la alta fiscalidad.

Se trata de un elemento disuasorio del Gobierno para generar la sensación de incertidumbre en las empresas propietarias a la hora de pelear alargar la vida útil de las centrales. Si el sistema eléctrico, diseñado por el Ejecutivo, y puesto en marcha por Red Eléctrica, sostiene que se puede llevar a cabo el cierre de las centrales sin ningún problema, las dudas emergen sobre Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP.

Polémica nuclear

Esta tensión sobre el futuro de la energía nuclear ha ido más allá de las propias empresas. Hace semanas algunos pesos pesados del socialismo se posicionaron a favor en un claro pulso a la actual ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera.

El primero en abrir la lata fue el exlíder del PSOE, Felipe González, que se desmarcó defendiendo la energía nuclear e, incluso, arremetió contra las renovables.

El expresidente aseguró que «**cuando se mide la contaminación en términos de CO2, resulta que la menos contaminante es la nuclear**». El expresidente se lamentaba de que haya «una corriente de opinión enorme» en contra de esta fuente de energía porque, según defiende, «no sabemos qué hacer con los residuos nucleares».

Precisamente han sido los residuos lo que han abierto de nuevo la caja de pandora nuclear. Con la arenga hace unos días por parte del Foro Nuclear, la gran patronal del sector, se ha vuelto a poner el foco sobre la necesidad de ampliar la vida útil de las centrales. Al menos sentarse a negociar el futuro.

Para mantener el debate abierto, el último en sumarse a esta tendencia fue el exministro Jordi Sevilla que, además, se trata de una voz autorizada en materia energética en su papel de expresidente de Red Eléctrica, el gestor del sistema eléctrico.

El exministro cogió tribuna libre en el diario Cinco Días, y lanzó una serie de alegatos muy contundentes. Sobre todo, la conclusión de la columna era muy contundente.

«No prejuzgo las conclusiones de la subcomisión. Pero creo que una decisión tan trascendente para el futuro del país debe adoptarse hoy de manera suficientemente informada y pactada, dejando los prejuicios y las viejas consignas militantes al margen. Porque, en estos asuntos, los errores de unos pocos, cuestan mucho, a mucha gente y al país».

Con todos estos componentes, impuestos incluidos, Iberdrola deberá tomar la decisión, junto a los demás propietarios, sobre lo que se quiere hacer con las centrales nucleares.

3.- Hidroeléctrica, una tecnología esencial para la transición energética.

energías-renovables.com, 25 de febrero de 2024.

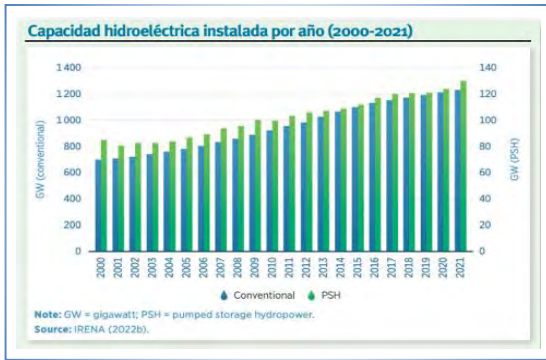
Durante más de un siglo, la energía hidroeléctrica ha contribuido al desarrollo mundial proporcionando electricidad limpia, asequible y fiable y generando puestos de trabajo locales. En la actualidad, es la mayor fuente de electricidad renovable en el mundo y permite una mayor penetración de energías limpias, como la solar y la eólica, al proporcionar servicios de equilibrio y flexibilidad. Las centrales hidroeléctricas de bombeo son, además, la mayor fuente de almacenamiento de energía: representan el 95% de la capacidad mundial de almacenamiento de electricidad. Estos embalses también proporcionan otros servicios, como el almacenamiento de agua potable y riego, una mayor resistencia a las inundaciones y sequías, y oportunidades recreativas.



La energía hidroeléctrica convencional creció más de un 75% entre los años 2000 y 2021, haciendo que en la actualidad haya instalados en el mundo más de 1.230 gigavatios (GW) de capacidad. En ese mismo periodo también se disparó, en torno a un 50%, la capacidad instalada en centrales de bombeo (PSH), alcanzando los 130 GW operativos en 2021. La suma de unas y otras representa más del 50% de la capacidad mundial instalada en energías renovables. El potencial hidroeléctrico sin explotar es, además, enorme. De acuerdo con el informe ['The changing role of hydro power: challenges and opportunities' de la Agencia Internacional de Energías Renovables \(Irena\)](#), si el mundo quiere descarbonizarse completamente y cumplir los objetivos climáticos establecidos en el Acuerdo de París, la capacidad instalada de energía hidroeléctrica, incluida la obtenida en centrales de bombeo, debería más que duplicarse para 2050, lo cual exige que las inversiones anuales en esta fuente de energía se tienen que multiplicar por cinco.

Sin embargo, a pesar de ser la tecnología renovable más madura, la hidroelectricidad se enfrenta a importantes desafíos. Entre otros, la necesidad de garantizar la sostenibilidad de estas centrales y abordar el envejecimiento de las existentes, muchas de ellas con muchas décadas de funcionamiento, lo que exige nuevas inversiones. Asimismo, hay que garantizar su adaptación en términos de operación y mantenimiento (O&M) para satisfacer los requisitos de los sistemas eléctricos modernos, y ofrecer estructuras de mercado y modelos de negocio actualizados que reconozcan y recompensen todos los servicios prestados por la energía hidroeléctrica más allá de la generación de electricidad.

Un gran activo necesitado de renovación y nuevas inversiones



Desde Irena explican que los proyectos hidroeléctricos pueden tener dificultades para atraer inversiones, por lo que los gobiernos y los responsables políticos deben crear un entorno empresarial adecuado que los haga atractivos. Hay que tener en cuenta, asimismo, que la mayor parte del potencial hidroeléctrico se encuentra en los países en desarrollo, por lo que los autores del informe indican que “las instituciones financieras deben colaborar con los gobiernos para superar los riesgos y las limitaciones locales, encontrar un terreno común y empezar a canalizar la tan necesaria inversión hacia estas regiones y países”.

“La energía hidroeléctrica tiene un gran valor por su capacidad de generar energía flexible y otros servicios, como los servicios auxiliares de red, así como por la gestión del agua y los beneficios socioeconómicos. Sin embargo, este valor no siempre es reconocido por los mercados existentes”, dicen los autores del informe. “Los marcos reguladores y los mercados deberían tener en cuenta todos los servicios de la energía hidroeléctrica para reducir el desajuste entre las compensaciones y las necesidades de infraestructuras. Para atraer los casi 100.000 millones de dólares necesarios en inversiones se necesitarán mercados que apoyen las operaciones hidroeléctricas modernas y valoren adecuadamente la amplia gama de servicios hidroeléctricos”, subrayan.

También hay que señalar que la mayoría de las centrales hidroeléctricas se construyeron hace varias décadas para funcionar en condiciones muy diferentes a las de hoy día. Los cambios y las tendencias actuales del sector eléctrico, junto con la creciente necesidad de integrar recursos de generación variable, como la solar y la eólica, exigen una mayor demanda de flexibilidad de la red y de servicios de equilibrio, así como un cambio en la forma de explotar y mantener estas centrales. Esto se traduce en que el envejecido parque hidroeléctrico mundial necesita modernizarse y adaptarse a los requisitos de los sistemas eléctricos actuales. “Las centrales existentes tendrán que ser evaluadas y modernizadas cuando sea necesario para tener en cuenta el aumento de los riesgos climáticos, y los nuevos proyectos tendrán que incorporar estos riesgos en su diseño”, indican los técnicos de Irena.

Distribución geográfica

La mayor parte de la capacidad hidroeléctrica mundial se localiza actualmente en Asia (42%), seguida de Europa (17%), Norteamérica (15%), Sudamérica (13%), Eurasia (7%) y el resto del mundo (6%). En la mayoría de las regiones, las centrales de bombeo representan entre el 9% y el 13% de la capacidad hidroeléctrica total instalada; si bien este tipo de plantas está casi totalmente ausente en América Latina, donde suman menos de 1 GW.

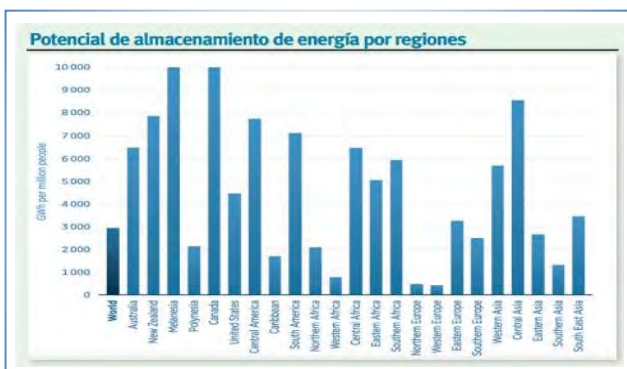
Desarrollar estas infraestructuras no es barato. La media mundial de los costes totales instalados de las nuevas centrales hidroeléctricas en 2021 fue de 2.135 USD/kW para los grandes proyectos y de 2.000 USD/kW para los pequeños; bastante más que hace unas décadas. El aumento de los costes podría atribuirse en parte al hecho de que los mejores emplazamientos hidroeléctricos ya se han desarrollado y los países intentan ahora ubicar energía hidroeléctrica en emplazamientos menos idóneos. Otro componente importante es que los costes difieren en cada región. Son más altos en Oceanía y América Central y el Caribe, mientras que los más bajos se dan en China y la India.

No obstante, desde Irena puntualizan que a pesar de ser muy intensiva en capital, la energía hidroeléctrica es, en realidad, una de las fuentes de electricidad más baratas. De media, el coste energético nivelado (LCOE) mundial de los proyectos hidroeléctricos a escala comercial fue de 0,048 USD/kWh en 2010-2021, inferior a cualquier alternativa basada en combustibles fósiles y sólo superado por el LCOE de la energía eólica terrestre.

Además, los valores del LCOE pueden variar sustancialmente, en parte debido a los costes de la inversión, que dependen del emplazamiento, pero también en función de cómo se diseñe la central (para proporcionar carga base o pico, servicios auxiliares, etc.) y de los factores de capacidad alcanzados.

Según una evaluación del potencial hidroeléctrico mundial realizada en 2017, éste asciende a unos 50 petavatios* hora al año (PWh/año). Se estima un potencial de 5,7 PWh/año por debajo de 0,1 USD/kilovatio hora (kWh) y un potencial ecológico de 3,3 PWh/año por debajo de 0,1 USD/kWh. Para poner esto en contexto, 3,3 PWh/año equivalen a más de tres cuartas partes de la generación hidroeléctrica mundial en 2018 (4,2 PWh/año). La mayor parte de este potencial se encuentra en Asia, Sudamérica y África, regiones en las que se espera un crecimiento y un desarrollo económico continuados. A día de hoy, China es el mayor productor mundial de energía hidroeléctrica (1,3 PWh/año), seguida de Brasil (0,4 PWh/año), Canadá (0,4 PWh/año) y Estados Unidos (0,3 PWh/año).

En proyecto, con planes para entrar en funcionamiento en los próximos 25 años, hay aproximadamente 650 GW de energía hidroeléctrica, incluidos 136 GW en centrales de bombeo (PSH). La gran mayoría de estos proyectos se desplegarán en Asia, región que acapara casi el 60% de la capacidad convencional y más del 50% de la capacidad total de PSH en proyecto.



En cualquier caso, la energía hidroeléctrica no tiene por qué considerarse de forma aislada. Algunos emplazamientos ofrecen la posibilidad de desarrollar proyectos híbridos (por ejemplo, eólico/hidráulico o fotovoltaico flotante/hidráulico), lo que abre la posibilidad de desplegar aún más capacidad renovable. Según los datos de Irena, el potencial técnico para instalar energía solar fotovoltaica flotante en embalses existentes en todo el mundo alcanza los 4,2-10,6 PWh/año, lo que equivale a más de un tercio de la generación mundial de electricidad.

* Un petavatio (PW) son 1.015 vatios o, lo que es lo mismo, mil teravatios o mil billones de vatios. Un petavatio equivale a unas 30.000 veces la demanda de potencia eléctrica media en toda España.

Situación en España

2022 fue un buen año para el desarrollo hidroeléctrico en Europa. Proyectos en Suiza (Nant-de-Drance), Portugal (Tâmega) y Turquía (presa de Yusufeli) contribuyeron a que se añadieran 2.712 MW de energía hidroeléctrica, incluidos 1.780 MW de PSH. Durante 2022 también se invirtió en pequeñas centrales hidroeléctricas, por ejemplo a través del programa Palestro de Edison en Italia, financiado por crowdfunding y en el que participó la comunidad local. En Noruega se pusieron en marcha 25 pequeñas centrales hidroeléctricas en 2022, con una capacidad total de 163 MW y una producción anual prevista de 530 GWh. En centrales de bombeo, uno de los proyectos más destacados se lleva a cabo en Portugal, con la construcción de la central de Alto Tâmega, que forma parte del proyecto de la Giga Batería de Tâmega y cuya finalización está prevista para mediados de 2024, con una capacidad total instalada de 1.158 MW y una capacidad de almacenamiento de 20 GWh.

En cuanto a España, la hidroeléctrica instalada supera los 17.000 MW, un 25% de toda la renovable, si bien este recurso lleva años prácticamente estancado debido a la ausencia de nuevas concesiones o la ralentización para obtención de permisos en las concedidas. Pero la necesidad de almacenar la electricidad generada con renovables promete cambiar esta situación. El Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) prevé que en España el almacenamiento de energía alcance los 22.000 MW. Un terreno en el que las centrales reversibles o de bombeo están llamadas a jugar un papel determinante, ya que funcionan como una pila gigante, almacenando la energía para usarla más tarde, cuando la demanda de electricidad así lo exija. Según datos de la Agencia internacional de la energía, estas centrales proporcionan más del 90% de la capacidad de almacenamiento de la UE.

Ahora hay 5.000 MW instalados en este tipo de centrales en España, y la patronal europea Eurelectric dice que se pueden añadir otros 6.000 MW más.

Iberdrola, por su parte, estima que hay potencial para construir 10.000 MW nuevos de bombeo en nuestro país a lo largo de la presente década a un coste razonable, ya que se conseguirían adaptando sistemas ya existentes o conectando embalses.



Sostenibilidad

A pesar de haber avanzado en las últimas décadas en términos de sostenibilidad, la energía hidroeléctrica sigue teniendo fama de ser menos sostenible que otras tecnologías de energías renovables. Esto se debe, sobre todo, a que cuando los proyectos hidroeléctricos no se planifican o gestionan adecuadamente, las consecuencias pueden ser catastróficas, algo que desgraciadamente ha ocurrido en el pasado y que pone de relieve la necesidad de una importante supervisión reglamentaria para garantizar la seguridad y el apoyo medioambiental. Dicho esto, los proyectos hidroeléctricos planificados y gestionados adecuadamente pueden minimizar el impacto ambiental y ofrecer al mismo tiempo importantes beneficios socioeconómicos. Para lograrlo, las nuevas centrales hidroeléctricas deben planificarse y ejecutarse dando prioridad a la minimización de los impactos sociales y medioambientales negativos sin comprometer su capacidad de generar electricidad y proporcionar servicios auxiliares e hídricos. Esto puede lograrse garantizando que las medidas para proteger a las comunidades, los caudales de agua, la calidad de ésta y las especies locales se integren en el desarrollo y la explotación de los proyectos hidroeléctricos. De acuerdo con un estudio realizado por el Grupo de Evaluación Independiente del Banco Mundial más del 90% de las inversiones hidroeléctricas evaluadas por esta entidad en 2020 cumplían las salvaguardias ambientales y sociales y las normas de rendimiento aplicables.

En cuanto a las centrales de bombeo, los sistemas de circuito cerrado suelen tener un menor impacto ambiental que los de circuito abierto, debido sobre todo a su mayor capacidad de producción. Los impactos pueden reducirse aún más si los proyectos aprovechan infraestructuras preexistentes, como minas y canteras. La capacidad de almacenamiento de agua que proporcionan las presas puede suministrar, además, agua adicional para el riego, el consumo y el uso industrial, así como para la regulación de las inundaciones, todo lo cual se traduce en beneficios económicos. Algunos de estos beneficios pueden canalizarse hacia la forestación, y así compensar algunos de los costes medioambientales de las zonas sumergidas debido a la construcción de presas.

La Asociación Internacional de la Energía Hidroeléctrica (IHA) ofrece directrices de buenas prácticas y un protocolo de evaluación de la sostenibilidad, así como un Estándar de Sostenibilidad Hidroeléctrica, según el cual los proyectos pueden ser calificados y certificados en función de su cumplimiento de la sostenibilidad.

Almacenamiento y glaciares

En prácticamente todo el globo, los glaciares están en retroceso debido al cambio climático. En su informe, los expertos de Irena alertan sobre ello y afirman que la conservación de los glaciares debería ser una prioridad absoluta. El uso de estas zonas para el almacenamiento de agua podría mitigar algunos de los impactos del retroceso del hielo, como la disminución de los recursos hídricos y los cambios en la escorrentía. Tomando como referencia un estudio realizado en 2019 sobre el potencial hidroeléctrico que ofrecen las zonas que previsiblemente quedarán libres de hielo a lo largo de este siglo debido al calentamiento global, se ha estimado un potencial hidroeléctrico teórico de 0,8-1,8 PWh/año, del que alrededor del 40% sería factible de realizar (0,3-0,7 PWh/año).

Tres cuartas partes del volumen potencial de almacenamiento podrían estar libres de hielo ya en 2050. En este caso, se calcula que el volumen de almacenamiento previsto bastaría para retener aproximadamente la mitad de la escorrentía anual que sale de estos lugares.

Claves para acelerar su desarrollo

De acuerdo con el informe de 'The changing role of hydro power: challenges and opportunities' de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena), entre las medidas clave que pueden adoptar los responsables políticos para reconocer mejor el valor de la energía hidroeléctrica y acelerar su desarrollo se encuentran las siguientes:

- Crear un entorno empresarial atractivo en torno a la hidroeléctrica.
- Aplicar políticas y mercados que reconozcan el valor de la flexibilidad y los servicios auxiliares de esta fuente de energía.
- Desarrollar marcos que permitan una mayor participación de la hidroeléctrica en los mercados de energía y capacidad en los países que aún no disponen de ellos.
- Impulsar incentivos y estructuras de apoyo financiero para el despliegue y la experimentación de nuevas tecnologías hidroeléctricas, tanto para su renovación como para su desarrollo.
- Aplicar una combinación de incentivos estrechamente coordinados y de racionalización de la reglamentación que permita acelerar el despliegue de esta tecnología.
- Crear una reserva de proyectos financiables y sostenibles, respaldados por sólidos estudios de viabilidad y siguiendo estrictos criterios de sostenibilidad.
- Incorporar el concepto de planificación integrada en las estrategias energéticas a largo plazo, no sólo centrándose en el suministro de energía, sino también incorporando los riesgos climáticos, las necesidades de almacenamiento y la gestión del agua.

4.- Las grandes energéticas cierran presentaciones de resultados marcadas por la caída de precios.

elperiodicodelaenergia.com, 25 de febrero de 2024.

Los beneficios reportados por Enagás, Iberdrola y Repsol suman 8.313,5 millones de euros, un 7,27% menos.



Endesa, Naturgy y Redeia cierran la próxima semana las presentaciones de los resultados de las compañías energéticas en 2023 que cotizan en el selectivo IBEX 35, marcadas por los menores precios de la energía respecto a 2022 y que abrieron esta semana Enagás, Iberdrola y Repsol.

Los beneficios reportados por **Enagás, Iberdrola y Repsol** suman 8.313,5 millones de euros, un 7,27 % menos que los que obtuvieron en 2022.

De ellos tres, sólo la eléctrica presidida por **Ignacio Sánchez Galán** ha incrementado su beneficio neto, en concreto un 10,7% más, al ganar 4.803 millones de euros en 2023, apoyada en sus inversiones, y para 2024 pronostica que, por primera vez en sus 120 años de historia, su resultado neto, que crecerá entre un 5% y un 7%, superará los 5.000 millones.

Los datos de las energéticas

El descenso de los precios del petróleo y el gas en 2023 con respecto a los del año anterior, en el que se dispararon tras la invasión rusa de Ucrania, provocó que el beneficio de Repsol, que fue de 3.168 millones, cayera un 25,5% respecto a un año antes.

Repsol presentó el jueves también su nuevo plan estratégico 2024-2027, periodo en el que prevé distribuir dividendos por importe de 4.600 millones de euros en efectivo, además de efectuar recompras de acciones por valor de 5.400 millones.

También anunció unas inversiones netas en el periodo de entre 16.000 y 19.000 millones de euros, un 60% de ellos en la península Ibérica, aunque dependerá de la seguridad del marco regulatorio y fiscal.

Por su parte, Enagás, compañía en la que la ingente mayoría de los ingresos son regulados y dependientes de la retribución que recibe por las redes de transporte de gas, presentó el martes sus resultados de 2023, en que su beneficio descendió un 8,8% por la reducción de ingresos derivada de la aplicación del marco regulatorio 2021-2026.

Enagás ganó 342,5 millones de euros en 2023, superando el rango alto de su objetivo anual, y, aunque para el ejercicio de 2023 mantiene su dividendo en 1,74 euros brutos por acción, ha anunciado que lo rebajará a un euro, es decir más de un 40%, en el periodo 2024-2026 para hacer frente a sus inversiones en hidrógeno.

Endesa presenta resultados marcados por el laudo arbitral

Los resultados de Endesa, que se presentarán el próximo jueves, estarán marcados por el impacto en el cuarto trimestre del año del laudo de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (ICC), conocido en noviembre pasado y por el que deberá pagar cerca de 530 millones de euros a una empresa productora de gas natural licuado.

Esta cantidad supone la mitad del beneficio neto ordinario (el utilizado para repartir el dividendo) de Endesa en los nueve primeros meses del año, que fue de 1.059 millones, la misma cantidad a la que ascendió su resultado neto consolidado, que fue un 35,9 % inferior al del mismo periodo del año anterior.

Mayores amortizaciones, mayores costes por la subida de tipos de interés, mayor fiscalidad por el gravamen temporal a las energéticas, con un impacto de 208 millones, y la ausencia del extraordinario que supuso en 2022 la venta de su negocio de movilidad eléctrica a su matriz, Enel, provocaron este descenso.

Naturgy, que presenta sus resultados el martes, sólo los publica cada semestre, aunque, coincidiendo con el trimestre, da detalles de la marcha de su negocio y sus previsiones para el cierre del ejercicio.

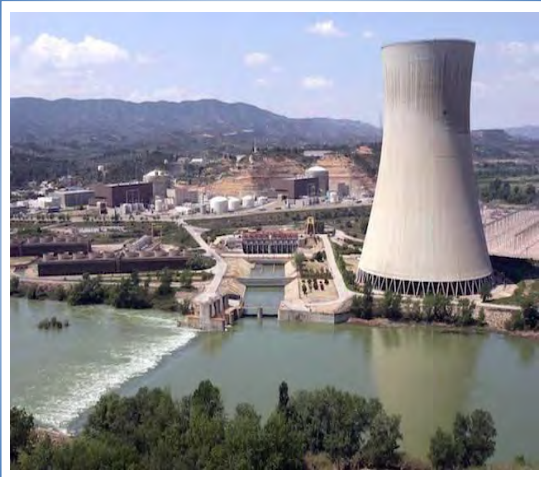
De enero a septiembre tuvo un beneficio operativo, de 4.313 millones de euros, un 23,15% más que en el mismo periodo de 2022, y para 2023, ha elevado su previsión de ebitda de 5.000 a 5.400 millones de euros.

Hasta junio Naturgy, que continúa negociando con Sonatrach la revisión del precio del gas que adquiere a la argelina, había ganado 1.045 millones, un 87,6 % más que en el mismo periodo de 2022, principalmente por el buen desempeño de las actividades liberalizadas internacionales.

Redeia, que, además del operador del sistema eléctrico Red Eléctrica integra al de fibra Reintel y al de satélites Hispasat, presenta resultados el miércoles, tras ganar en los nueve primeros meses del año 535,3 millones, un 2,9 % menos.

5.- Desacuerdo de las empresas (Iberdrola, Endesa, Naturgy) con los planes del Gobierno para el apagón nuclear.

consensodelmercado.com, 26 de febrero de 2024.



Este lunes vence el plazo para presentar **alegaciones al nuevo decreto con el que el Gobierno quiere subir la denominada tasa Enresa**. Este canon es el que pagan las eléctricas **propietarias de centrales nucleares** en España (Iberdrola (IBE), Endesa (ENE), Naturgy (NTGY) y EDP) al fondo que administra la empresa estatal Enresa para que este grupo se encargue de la gestión de los residuos atómicos y el futuro desmantelamiento de instalaciones.

La tasa propuesta subiría un +39,5% desde los actuales 7,98 euros/MWh a 11,14 euros/MWh. Teniendo en cuenta toda la producción de las centrales atómicas prevista antes de su cierre escalonado, las eléctricas pasarían de pagar en los próximos años 3.130 millones de euros a 4.369 millones de euros, es decir 1.239 millones de euros más.

Opinión del equipo de análisis de Bankinter:

El cierre escalonado de las centrales nucleares entre 2027 y 2035 fue pactado en 2019 entre el Gobierno e Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP, bajo unas condiciones económicas determinadas, entre otras este canon de 7,98€/MWh. Ahora, las eléctricas consideran que **el pacto ha sido roto unilateralmente por el Gobierno**.

El canon se correspondía con periodos suficientes de amortización de las plantas de manera que financieramente fueran sostenibles. **A más años de vida operativa, más producción y, por lo tanto, más capacidad para pagar la tasa**. Pero si el esquema se rompe porque se aumenta la tasa, el modelo es inviable económicamente. A no ser que se alargue la vida operativa de las plantas, éstas no tendrán capacidad de pagar la tasa. **Los siete reactores atómicos que quedan operativos siguen siendo cruciales para evitar apagones**. De momento, no hay suficiente capacidad de generación de respaldo **para sustituirlos** (que no sea intermitente como las renovables), o la que hay es demasiado cara (centrales de gas natural).

Las posibles soluciones son: (i) Ampliar la vida operativa de las nucleares algunos años más; (ii) Suavizar el incremento propuesto inicialmente para la tasa o (iii) Eliminar otras cargas fiscales que soportan esas centrales nucleares. La mayor tasa representa el 1% del conjunto de la capitalización bursátil de estas cuatro empresas eléctricas.

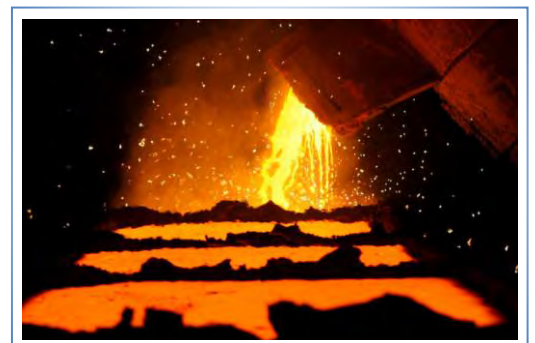
6.- El consumo eléctrico no remonta en España y es ya un 13% inferior al récord de 2008.

elperiodicodelaenergia.com, 26 de febrero de 2024.

Aege asegura que este descenso en la demanda se debe concretamente el 44% de ese descenso total de la demanda eléctrica en España.

El consumo eléctrico nacional sigue sin remontar y acumula ya una caída del 13 % desde su récord de 2008, arrastrado por la desindustrialización progresiva de la economía, la paulatina incorporación de medidas de eficiencia energética y el despegue de la generación para autoconsumo.

En 2008 la electricidad consumida en España alcanzó el histórico pico de 281.051 gigavatios/hora (GWh), pero a raíz de la crisis que se desató ese año se produjo una contracción de la actividad económica que afectó al consumo energético, en general, y a sectores como la industria, en particular.



Así, en 2009 -cuando llegó la gran crisis-, la demanda cayó un 4,6 % en sólo ese año, un retroceso tan pronunciado que no se volvería a ver hasta el estallido de la pandemia, en 2020.

Tras recuperarse puntualmente en 2010 un 2,8 %, el consumo eléctrico español siguió cayendo durante cuatro años consecutivos de bajadas -todas superiores al punto porcentual- hasta 2014, en línea con lo que iba ocurriendo con la economía española, que vio elevarse el paro desde el 9 % de 2008 -cuando entró en recesión- hasta el 26 % de 2014.

Tobogán de subidas y bajadas

De acuerdo con los datos de Red Eléctrica, la demanda recuperó posiciones en 2015, cuando se registró el primer avance en cuatro años (casi del 2 %) y siguió haciéndolo durante tres años más, hasta 2018, aunque con aumentos ya bastante más contenidos.

Sin embargo, en 2019 la demanda eléctrica española retomó los descensos, en este caso de más de un punto y medio porcentual y al año siguiente irrumpió la pandemia del covid, que en un solo año provocó que el consumo de electricidad en España cayera un 5,5 %.

La falta de actividad industrial durante la pandemia fue una de las causas de este descenso, según recuerda el director general de la Asociación de empresas con gran consumo de energía (Aege), Pedro González, bajando casi un 6 % respecto del año anterior hasta los 250.050 GWh.

Obviamente en 2021 hubo un avance (del 2,6 %), pero en 2022 se volvió a caer a niveles similares a los de la pandemia (-2,4 %), a raíz de la crisis internacional de la cadena de suministros y la invasión rusa de Ucrania, según González.

Las renovables aportan más de la mitad de la energía

La demanda eléctrica en España en 2023 fue de 244.686 GWh, es decir, un 2,3 % menos que el año anterior, en línea con la tendencia de la última década, en la que el consumo acumula un retroceso del 6 %, siempre según datos de Red Eléctrica.

El 54 % de la producción eléctrica de diciembre de 2023 (12.354 GWh) procedía de energías renovables, un 24 % más que el mismo mes del año anterior, según datos que confirman las previsiones de Red Eléctrica.

Esos datos reflejan la tendencia general de 2023, que cerraba la producción anual de renovables en España superando por primera vez el 50 % y ha batido récords tanto en participación en el 'mix' como en GWh generados, al rozar los 135.000 GWh.

La clave radica en la industria

El director general de Aege asegura que este descenso en la demanda se debe al "descenso del consumo en la actividad industrial, concretamente el 44 % de ese descenso total de la demanda eléctrica en España".

El índice de Red Eléctrica -que indica la evolución del consumo eléctrico del conjunto de empresas que tienen un consumo eléctrico medio/alto- bajó un 7 % en el sector industrial en 2023.

Entre los motivos de la bajada del consumo, el economista, José Carlos Díez, añade que se debe a que "las empresas electrointensivas se están marchando (de España), como Alcoa".

Respecto a esto, González señala que se trata de un descenso de la actividad de este tipo de empresas, ya que "determinadas industrias están en un riesgo serio de deslocalización con los precios actuales de la energía".

"Las empresas no pueden competir y por tanto buscan otros emplazamientos donde sí les dejan y eso es algo que esperemos que no acabe sucediendo", ha comentado González.

El director general de Aege también ha indicado que la aplicación de determinadas restricciones en el uso de la energía por parte de la Unión Europea ha supuesto una dificultad por consumir energía cumpliendo estos objetivos.

Díez asegura que España tiene un potencial industrial que no se está aprovechando, ya que con la conexión de la alta tensión a la red se produciría un desarrollo industrial mayor.

El autoconsumo, una demanda que desaparece

En los últimos años, el autoconsumo cada vez está ganando más fuerza, llegando a suponer entre el 3 y el 4 % del total de la demanda eléctrica, y se convierte en uno de los motivos por los que esa demanda nacional se ve disminuida.

Así lo explica a EFE el director general del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (Idae), Joan Groizard, que se refiere al autoconsumo como “demanda que desaparece detrás del contador”.

Coincide también con el director general de la Unión Española Fotovoltaica (Unef), José Donoso, en que el descenso de la demanda eléctrica se debe en parte a la eficiencia energética y al autoconsumo, que está ganando peso en el mercado eléctrico.

Aunque Groizard considera, en declaraciones a EFE, que este descenso del consumo eléctrico es una “buena noticia”, cree que a medio plazo esta demanda debe incrementarse, de forma que se reduzca el consumo de gas con el paso de las calderas a las bombas de calor o los vehículos de combustión a vehículos eléctricos, por ejemplo.

El director general del Idae valora que aunque los datos han bajado en 2023, en comparación con el año anterior, siguen siendo más positivos que en el año 2021 cuando empezó la guerra en Ucrania y los precios se dispararon.

Unef ve las horas de sol de España como un activo que traerá nuevas oportunidades industriales y que permitirá avanzar en electrificación de la economía, aunque son pocos los expertos consultados por EFE que prevén que en un futuro próximo se vayan a recuperar los máximos históricos.

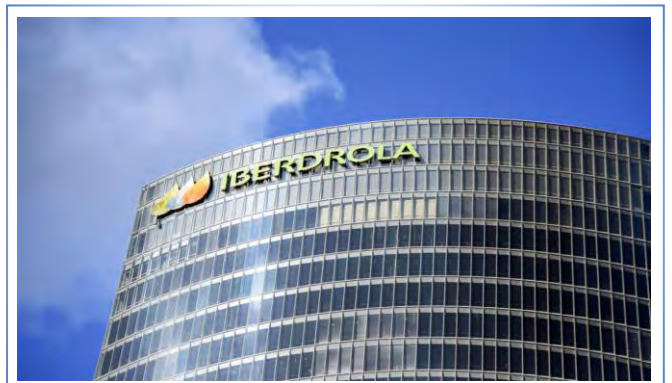
7.- Iberdrola cierra la venta del negocio de los ciclos combinados en México por 5.760 millones.

economiadigital.es, 26 de febrero de 2024.

La energética se desprende de 13 centrales de generación y 460 empleados en una operación estratégica que apunta a la descarbonización.

Iberdrola ha cerrado la venta del negocio de los ciclos combinados en México por un total de 5.750 millones de euros, en lo que supone la venta del 55% del negocio de la compañía en este país.

Según informó la energética, la operación supone deshacerse de 13 centrales de generación con una capacidad instalada de 8.539 MW, de los que el 99% corresponde a ciclos combinados de gas y el 87% a plantas que operan bajo el régimen de Productor Independiente de Energía, contratadas con la Comisión Federal de Electricidad (CFE).



Los más de 460 empleados de estas instalaciones pasarán a formar parte del fideicomiso liderado y gestionado por MIP (México Infrastructure Partners).

Al mismo tiempo, Iberdrola mantiene en territorio mexicano su actividad comercial y producción renovable con una cartera de proyectos por más de 6.000 MW.

La compañía conservará en el país 15 plantas, toda su actividad con clientes privados y su cartera de proyectos renovables para seguir incrementando sus activos eólicos y solares en el país en los próximos años.

Compromisos de descarbonización

La desinversión se cierra de acuerdo con los términos acordados el pasado mes de junio y encaja dentro de la estrategia del grupo Iberdrola contribuyendo al cumplimiento de sus compromisos de descarbonización.

La operación ha contado con el apoyo financiero del Fondo Nacional de Infraestructura de México (Fonadin), de otras entidades financieras públicas vinculadas al Gobierno de México y de entidades financieras privadas.

Como parte del acuerdo, Iberdrola ha firmado con el fideicomiso, liderado y gestionado por MIP, contratos de compraventa de energía y potencia, así como un contrato de prestación de servicios transitorios para la gestión temporal de los activos vendidos.

La compañía cuenta en el país con una cartera de más de 6.000 MW de proyectos renovables, de los que más de 2.000 MW se desarrollarán en los próximos cinco años, para asegurar energía a sus clientes privados contribuyendo al desarrollo renovable de México, que será imprescindible para el aprovechamiento de la oportunidad que ofrece las alianzas con EEUU.

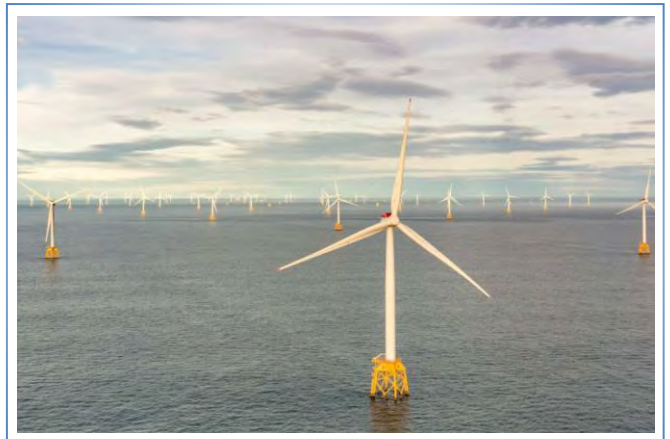
8.- El Gobierno contempla que las autorizaciones para instalaciones eólico marinas duren hasta 30 años.

economiadigital.es, 26 de febrero de 2024.

El objetivo del Gobierno es alcanzar hasta 3 gigavatios (GW) de eólica marina y hasta 60 megavatios (MW) de otras fuentes renovables marinas hasta 2030.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico contempla otorgar de forma simultánea, mediante un procedimiento de concurrencia competitiva, el Régimen Económico de Energías Renovables y la reserva de la capacidad de acceso en un nudo concreto de la red eléctrica y de la concesión del dominio público marítimo-terrestre por un plazo máximo de 30 años.

Así lo establece Transición Ecológica en el proyecto de real decreto por el que se regula la producción de energía eléctrica en instalaciones ubicadas en el mar, normativa que ha sacado a audiencia pública hasta el próximo 25 de marzo.



Además, contempla que en los concursos que servirán para otorgar dichos derechos, además de criterios económicos y técnicos, se podrán tener en cuenta otros criterios, como la ocupación de espacio y la minimización del impacto ambiental. También se pueden valorar planes para desmantelamiento de los equipos al final de su vida útil, creación de empleo e industria locales, participación de pymes, o la incidencia sobre la navegación, o el apoyo a otros sectores económicos, como la pesca.

Asimismo, atendiendo a la complejidad de los proyectos, podrá haber una fase de diálogo público-privado, adicional a los habituales procedimientos de participación y audiencia pública, para incrementar sus externalidades socioeconómicas positivas y favorecer su integración y su compatibilidad con otros usos del mar.

La Hoja de Ruta de la Eólica Marina y las Energías del Mar, y la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, establecen los objetivos de alcanzar hasta 3 gigavatios (GW) de eólica marina y hasta 60 megavatios (MW) de otras fuentes renovables marinas hasta 2030. Este desarrollo, ordenado, respetuoso con el medioambiente y compatible con otros usos y actividades en el mar, generará una importante actividad económica y permitirá crear unos 40.000 puestos de trabajo.

Prioritario para el Gobierno

España es el socio europeo con más instalaciones de I+D, como la Plataforma Oceánica de Canarias (Plocan), la Plataforma de Energía Marina de Vizcaya (Bimep) o la Zona experimental de aprovechamiento de energías marinas de Punta Langosteira (La Coruña), el segundo banco de pruebas del mundo para la energía de las olas.

Para alcanzar los objetivos de desarrollo de la eólica marina y las energías del mar, Transición ha aprobado los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo. Se trata de un instrumento de zonificación para los distintos usos del mar (pesca, navegación, producción energética...), que incluye 19 Zonas de Alto Potencial (ZAP) para la instalación de aerogeneradores marinos, con 5.000 kilómetros cuadrados de superficie, el 0,46% de las aguas territoriales.

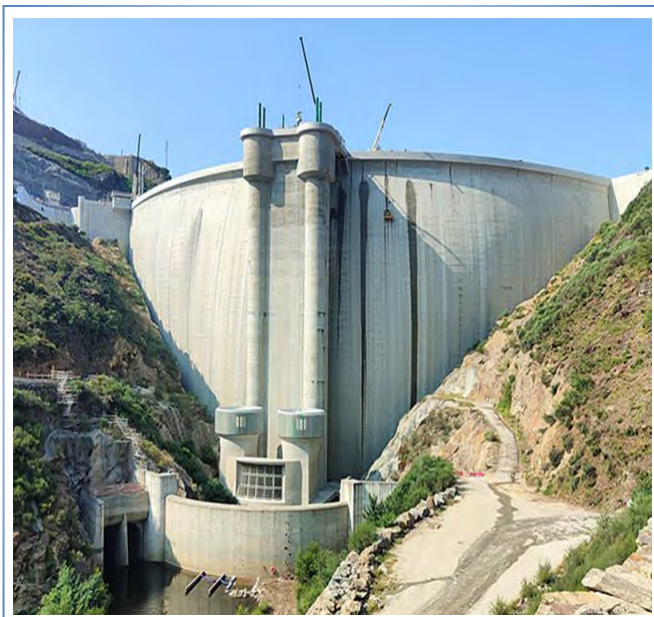
El desarrollo de las energías del mar es prioritario para el Gobierno, que ya ha destinado 147 millones de euros para proyectos piloto demostradores y plataformas de ensayo de renovables marinas en el marco del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (Perte ERHA).

Los comentarios al proyecto de real decreto por el que se regula la producción de energía eléctrica en instalaciones ubicadas en el mar pueden remitirse a bnz-sgernormativa@miteco.es hasta el 25 de marzo de 2024, indicando en el asunto 'Alegaciones al proyecto de real decreto de renovables marinas'

9.- Iberdrola espera el laudo del arbitraje por la construcción de la presa del Alto Tâmega en abril.

elperiodicodelaenergia.com, 26 de febrero de 2024.

La presa y la central en Portugal contó con una inversión de 1.500 millones para una potencia instalada de 1.158 MW, 880 de ellos reversible.



Iberdrola espera para abril el laudo por el arbitraje que emprendieron en su contra las empresas Acciona, Mota-Engil y Eidivisa, que le reclaman 27,1 millones de euros por las penalizaciones que les impuso la eléctrica por retrasos en la ejecución de la presa y la central hidroeléctrica de Alto Tâmega, en el norte de Portugal.

Así lo indica la eléctrica en la Información Financiera Anual correspondiente a 2023 que ha publicado.

La Agrupación de Interés Económico (ACE) integrada por la española Acciona y las portuguesas Mota y Eidivisa presentó una reclamación de arbitraje contra Iberdrola Generación ante el Centro de Arbitraje Comercio e Industria de Lisboa por el contrato de ejecución de la presa y central hidroeléctrica de Alto Tâmega, en la que pedían 27,1 millones.

Los sobrecostes por el retraso para Iberdrola

Las empresas alegaron que no son responsables de los **sobrecostes** en que incurrieron por desviaciones en la obra ni de los retrasos que se produjeron, por lo que considera que Iberdrola no tiene derecho a imponerles ninguna de las penalizaciones previstas en el contrato.

Asimismo, piden que se considere ilícita la rescisión del contrato de la obra y reclaman los perjuicios derivados de ella.

En septiembre de **2021**, Iberdrola respondió al arbitraje solicitado por esas empresas pidiendo a los reclamantes 62,4 millones.

Además, la eléctrica ha ejecutado los avales del contrato con la ACE, con lo que ha ingresado 8 millones en concepto de sanciones y 5 millones en concepto de cantidades anticipadas, unas cuantías que pasan a formar parte de la disputa arbitral.

Según la eléctrica, las vistas del arbitraje ya se han celebrado y espera el laudo para este próximo mes de abril.

En septiembre de **2019**, Iberdrola rescindió el contrato con el consorcio responsable de la construcción de la presa y la central hidroeléctrica del Alto Tâmega, integrado por Acciona, Mota-Engil y Edivisa, por divergencias relacionadas con incumplimientos y retrasos.

La inversión

La presa y la central del Alto Tâmega forman parte del complejo construido por Iberdrola en el norte de Portugal, con más de 1.500 millones de euros de inversión total y una potencia instalada de 1.158 MW, 880 de ellos reversibles.

Alto Tâmega, con 160 megavatios (MW), es el último de los tres aprovechamientos que conforman el complejo del Tâmega, y está previsto que entre en operación comercial en marzo.

Los otros dos, Gouvães, una central de bombeo de 880 MW, y Daivões, de 118 MW, están en operación comercial desde 2022.

La presa de Alto Tâmega, que ya está totalmente terminada, es una gran presa de bóveda de doble curvatura, de 104,5 metros de altura, 220.000 metros cúbicos de hormigón y 335 metros de longitud de coronación.

10.- Naturgy invertirá 3.000 millones este año y confía en que se mejore la retribución de las redes.

eleconomista.com, 27 de febrero de 2024.

- **Reynés descarta el nombramiento de un consejero delegado en la junta del 2 de abril.**
- **La compañía no se ha planteado volver a ubicar su sede en Cataluña.**

El presidente de **Naturgy**, Francisco Reynés, prevé invertir durante este año 3.000 millones de euros para seguir avanzando en el proceso de transición energética de la compañía con el foco puesto en las energías renovables. Para el directivo, la compañía seguirá afrontando este proceso de crecimiento con recursos propios, ya que consideran que **no ha llegado el momento de llevar a cabo la incorporación de socios en carteras de renovables** para acelerar el crecimiento, tal y como están haciendo otras compañías.

Por el momento, Reynés sigue considerando que no se dan las circunstancias para **llevar a cabo el proyecto Géminis**, aunque considera que sigue teniendo todo el sentido.



Naturgy cuenta en estos momentos con 19 GW en desarrollo de energías limpias y espera construir este mismo ejercicio alrededor de 1,2 GW.

Para la compañía los principales retos de este ejercicio se centrarán en lograr de la futura Comisión Nacional de Energía un marco regulatorio adecuado en España en lo que respecta a las redes eléctricas y a los contadores de gas.

En la primera parte, Reynés asegura que se tiene que revisar al alza la retribución para afrontar el aumento de los costes unitarios de inversión (que están en niveles de 2013), el incremento de los tipos de interés y el diferencial de riesgo que sitúa a España en niveles por debajo de Alemania. Y en la segunda afrontar la renovación de los contadores y su proceso de digitalización.

La compañía asegura además que ha dado un salto importante en el incremento de la seguridad jurídica en sus activos en Latinoamérica, donde sigue pendiente de renovar la concesión de redes de gas en Brasil, pero donde ha logrado importantes mejoras en países como Argentina, Panamá, México o Chile.

La compañía además espera una junta tranquila el próximo 2 de abril, ya que no está previsto ni nombrar un nuevo consejero delegado ni renovar mandatos de consejeros. Reynés indicó que GIP les ha autorizado a indicar que mantendrá a los mismos consejeros en la compañía y que, posteriormente, cuando BlackRock culmine la compra del fondo los anteriores directivos del fondo se incorporarán al área de infraestructuras de su nuevo propietario, lo que en principio supone estabilidad para la gestión.

Suben un 20% los beneficios

Por otro lado, la compañía ha registrado uno de los mejores resultados del año 2023. Naturgy **mejoró su ebitda hasta 5.475 millones de euros** (un 11% más) en 2023 y registró un beneficio neto de 1.986 millones, lo que supone un incremento del 20%, en un ejercicio marcado por el descenso de los precios de la energía y una gran volatilidad en los mercados. El negocio de redes obtuvo un ebitda de 2.638 millones (+7%) y los negocios liberalizados, de 2.949 millones (+15%).

Un 90% de la inversión se dirigió a proyectos de transición energética, destinando 1.730 millones a la generación renovable y más de 900 millones a las redes de distribución. Naturgy cuenta en la actualidad con 6,5 GW de capacidad instalada de generación renovable en operación (3,3 GW de generación eólica, 2,2 GW de generación hidroeléctrica y 1 GW de fotovoltaica), y espera acabar el año 2024 con alrededor de 8 GW de capacidad instalada operativa, a los que habría que sumar un pipeline de proyectos en desarrollo de casi 20 GW, principalmente en España, Australia y EE.UU.

En el campo de los gases renovables, Naturgy gestiona un total de 70 proyectos en diferente estado de avance, todos ellos en territorio español y focalizados en biometano (60 proyectos) e hidrógeno (10 proyectos). La compañía aspira a liderar el crecimiento del biometano como vector de la transición energética. Según los últimos análisis de la patronal Sedigas, el potencial del biometano en España podría llegar a alcanzar los 160 TWh, equivalente al 50% de la demanda actual de gas natural.

En cuanto a la gestión del balance, la mejora del flujo de caja de la compañía ha permitido tanto incrementar las inversiones como mantener el nivel de deuda neta en 12.090 millones, reduciendo, a su vez, la ratio deuda/ebitda hasta 2,2x. Esta política financiera permitió que S&P reafirmase este año el rating del grupo en el nivel BBB.

"Los buenos resultados del año 2023 reflejan, de nuevo, el compromiso, la calidad profesional y el buen desempeño de todo el equipo de Naturgy, así como la solidez de nuestros planes de crecimiento industrial y una prudente gestión financiera. Trabajamos cada día para adaptar esta compañía, que ha cumplido 180 años de vida, a un nuevo entorno: el de transformar nuestro mix de negocio y contribuir positivamente a los retos de la transición energética en los países en los que operamos; en especial, en España", explicó el presidente ejecutivo de Naturgy, Francisco Reynés.

Desde el inicio del Plan 21-25, y hasta el cierre del ejercicio 2023, Naturgy ha generado un Ebitda agregado total de 13.958 millones de euros, ha invertido 6.430 millones, habrá distribuido entre sus accionistas un total de 3.908 millones de euros en dividendos y habrá contribuido con impuestos y tributos a su cargo por valor de 3.177 millones de euros. En paralelo, el endeudamiento de la compañía se ha reducido desde una ratio deuda neta/ebitda que, a inicios de 2021, era de 3,9x, hasta una de 2,2x a finales de 2023.

El presidente de Naturgy indicó que no ve necesidad en la revisión de la tasa Enresa sobre la que el Gobierno propone un incremento de cerca del 40%. Asimismo, Reynés no quiso ni pronunciarse sobre una posible vuelta de la sede de Naturgy a Cataluña. Aunque la compañía fue la única que aseguró en su día que el traslado era temporal, Reynés ha aclarado que no se ha hablado en ningún momento sobre esta posibilidad.

En relación con la negociación del contrato con Argelia, la volatilidad de los precios hace que sea más difícil cerrar un acuerdo con Sonatrach en estos momentos.

Naturgy registra hoy una caída en bolsa del 1,6% **tras la exclusión de los índices MSCI**. La compañía espera que las bajadas se mantengan hasta el 29 de febrero, fecha en la que la cotización debería volver a la normalidad tras la salida de los fondos dedicados a replicar índices.

11.- La CNMC alerta de sobrecostes en dos grandes líneas de Red Eléctrica.

eleconomista.com, 27 de febrero de 2024.NM

- **La red de Tenerife-La Gomera y Península Ceuta se encarecen en 193,6 millones.**



La Comisión Nacional de Mercados y Competencia ha puesto sobre la mesa el importante sobrecoste acumulado en dos **proyectos de Red Eléctrica** dentro de la revisión de la llamada "Modificación de aspectos puntuales del plan de desarrollo de la red eléctrica 2021-2026". En concreto, se trata de los enlaces de Tenerife-La Gomera y de Península-Ceuta.

En el caso de la conexión entre las dos islas canarias, el valor de inversión estimado de la actuación pasa de un valor inicial de 84,5 millones, recogido en la Planificación Eléctrica 2021-26, a un valor de inversión estimado, según la solicitud de REE, de 144,5 millones, lo cual supone un incremento de más del 70% previsto en la Planificación.

La rentabilidad de dicho proyecto, cabe indicar que su Valor Actual Neto (VAN) en la Planificación Eléctrica 2021-26 asciende a 84 millones, y con el nuevo valor de inversión solicitado pasaría a tener un VAN de 23,2 millones.

Es decir, si bien la puesta en servicio del enlace Tenerife-La Gomera con el incremento de presupuesto seguiría resultando positivo para el sistema eléctrico en su conjunto, su beneficio se reduciría significativamente.

Asimismo, con fecha 2 de junio de 2023, REE solicitó también una modificación del valor de inversión reconocido para la conexión entre la Península y Ceuta. Según los datos de la CNMC, el proyecto pasa de un coste de 198,7 millones€ a un valor de inversión estimado de 332,3 millones, lo cual supone un incremento de más del 134%.

Con este incremento del valor de inversión, el VAN del proyecto pasaría de 303 millones, según estaba previsto en la Planificación Eléctrica 2021-26, a 134 millones.

Teniendo en cuenta que dichas instalaciones estarían supeditadas al límite de inversión previsto en el artículo 11 del Real Decreto 1047/2013, la CNMC considera que se podría asignar parte de los 931 millones de ayudas con cargo a la adenda del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, aprobada por la Comisión Europea el pasado mes de octubre, dado que está previsto que estos proyectos estén finalizados en junio de 2026, tal y como requiere la citada agenda.

Los avances en ambos casos van a suponer la superación en mayor medida, del límite máximo de inversión retribuirle con cargo al sistema que está limitado y recomienda que se tenga en cuenta para poder garantizar la sostenibilidad económica del sistema.

La CNMC asegura que sería conveniente que se analizara nuevamente ciertos proyectos incluidos en la planificación que han sufrido, de acuerdo con las solicitudes de singularidad de REE, significativos incrementos de costes.

Nuevos accesos de demanda

La CNMC considera en su informe que sería conveniente que se aportara un mayor detalle sobre las alternativas analizadas y sobre el resultado de los análisis coste beneficio realizados para conectar nuevos consumos en la red de transporte y se diera una mayor transparencia sobre la caracterización de las demandas solicitadas. De esta forma, se justificaría que se está dando un tratamiento homogéneo a los solicitantes de consumos directos a la RdT y a los solicitantes de acceso en la Red de Distribución. Madrid se queja de la falta de acceso.

12.- Tasa Enresa y apagón nuclear: ¿Cómo afectará a Iberdrola, Endesa y Naturgy?

estrategiasdeinversion.com, 27 de febrero de 2024.

Enfrentamiento entre el Gobierno y las empresas sobre la subida de la tasa Enresa y los planes del Ejecutivo para llevar a cabo el apagón nuclear. Implicaciones para Iberdrola, Naturgy y Endesa.



Ayer lunes venció el plazo para presentar alegaciones al nuevo decreto con el que el Gobierno quiere **subir la denominada tasa Enresa**. Este canon es el que pagan las eléctricas propietarias de centrales nucleares en España (**Iberdrola, Endesa, Naturgy** y **EDP**) al fondo que administra la empresa estatal Enresa para que este grupo se encargue de la gestión de los residuos atómicos y el futuro desmantelamiento de instalaciones.

La intención de la vicepresidenta y ministra para la Transición Económica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, es elevar a **11,14 euros/MWh** la llamada tasa Enresa con la que las empresas titulares de las centrales nucleares sufragan la gestión de los residuos radioactivos que lleva a cabo la empresa pública. Supone un incremento de un 40% frente a la actual, de 7,98 euros/MWh. **La entrada en vigor de la nueva tarifa estaría fijada para el 1 de julio de este año**, según consta en el proyecto del Real Decreto.

Teniendo en cuenta toda la producción de las centrales atómicas prevista antes de su cierre escalonado, las eléctricas pasarían de pagar en los próximos años 3.130 millones de euros a 4.369 millones de euros, es decir **1.239 millones de euros más**, según los cálculos del equipo de análisis de Bankinter.

La **analista de Bankinter Aránzazu Bueno** recuerda que el cierre escalonado de las centrales nucleares entre 2027 y 2035 fue pactado en 2019 entre el Gobierno e **Iberdrola, Endesa, Naturgy** y EDP, bajo unas condiciones económicas determinadas, entre otras este canon de 7,98 euros/MWh. Ahora, las eléctricas consideran que el pacto ha sido roto unilateralmente por el Gobierno.

En ese sentido, “el canon se correspondía con periodos suficientes de amortización de las plantas de manera que financieramente fueran sostenibles”, apunta Bueno. “A más años de vida operativa, más producción y, por lo tanto, más capacidad para pagar la tasa. Pero si el esquema se rompe porque se aumenta la tasa, el modelo es inviable económicamente. A no ser que se alargue la vida operativa de las plantas, éstas no tendrán capacidad de pagar la tasa”.

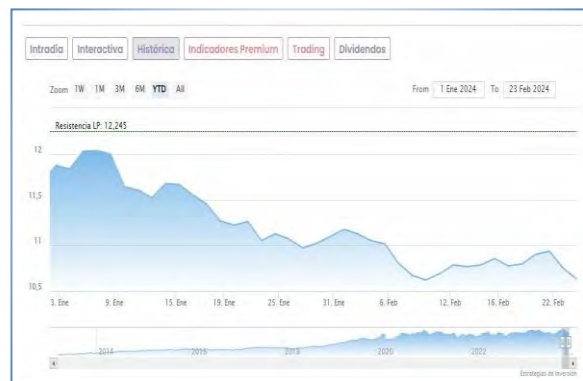
La analista de Bankinter destaca que “los siete reactores atómicos que quedan operativos siguen siendo cruciales para evitar apagones. De momento, no hay suficiente capacidad de generación de respaldo para sustituirlos (que no sea intermitente como las renovables), o la que hay es demasiado cara (centrales de gas natural)”.

Las posibles soluciones son: “Ampliar la vida operativa de las nucleares algunos años más; Suavizar el incremento propuesto inicialmente para la tasa; o Eliminar otras cargas fiscales que soportan esas centrales nucleares”.

Las eléctricas en Bolsa

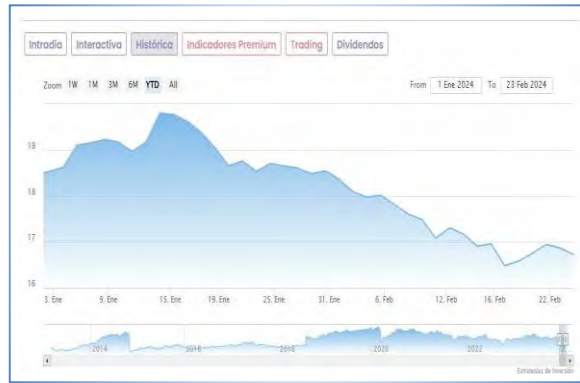
La mayor tasa representa **el 1% del conjunto de la capitalización bursátil** de estas cuatro empresas eléctricas, incluyendo la portuguesa **EDP**, por lo que el impacto bursátil será moderado. No obstante, si se analizan las tres cotizadas españolas, lo cierto es que este inicio de 2024 está siendo muy complicado para sus accionistas.

Las acciones de **Iberdrola** acumulan una caída en estos dos primeros meses del año de un 9,5%, con la capitalización bursátil de la compañía en unos 67.900 millones de euros. El valor, sigue contando, sin embargo, con la confianza de los analistas fundamentales. Según datos recopilados por Reuters, de media las casas de análisis dan al valor una recomendación de ‘comprar’ y un precio objetivo de 12,23 euros que está un 15,60% por encima de la cotización actual.



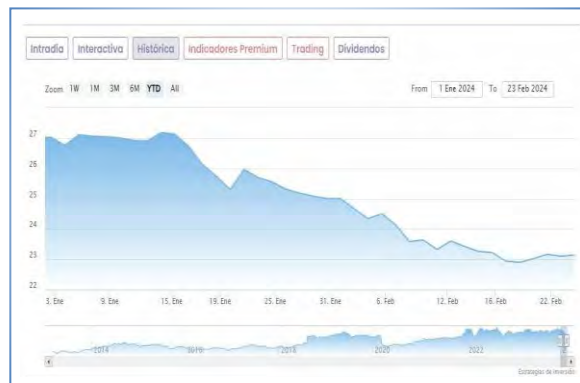
Cotización Iberdrola

Todavía más elevado, de casi un 30%, es el potencial que dan los analistas a **Endesa**, con una recomendación media también de ‘comprar’ y un precio objetivo de 21,71 euros. La eléctrica acumula una caída en lo que va de 2024 de un 9,7% que ha dejado su valor de mercado en unos 17.650 millones de euros.



Cotización Endesa

Por último, el mayor castigo es el que está sufriendo **Naturgy**, que se deja ya un 14,5% en Bolsa este año, con un valor de mercado actualmente de 22.320 millones de euros. En su caso, la media de analistas recogida por Reuters le da un consejo de ‘vender’. Sin embargo, el precio objetivo medio, de 24,52 euros, está un 6,5% por encima de la cotización actual.



Cotización Naturgy

13.- Calviño ahora sí apuesta por la nuclear en el BEI.

elperiodicodelaenergia.com, 27 de febrero de 2024.

Francia exigió inversiones en energía nuclear y defensa a cambio de su respaldo a Calviño al frente del BEI, según funcionarios de la UE.

La nueva **presidenta del Banco Europeo de Inversiones (BEI)**, la española **Nadia Calviño**, que **asumió las riendas de la entidad a comienzos de año, ha mostrado su disposición para financiar nuevos proyectos nucleares, aumentar las inversiones en defensa y asumir más riesgos** como parte de un giro en la estrategia del mayor prestamista multilateral del mundo, según señala el diario *Financial Times*. En este sentido, el periódico de referencia en la City destaca el contraste entre la postura de la ex ministra de Economía española respecto de su predecesor, el alemán **Werner Hoyer**, quien había alejado a la entidad, que tiene un **balance de más de 500.000 millones de euros**, de inversiones en nuevas plantas nucleares y era notoriamente reacio al riesgo. De este modo, si bien el BEI no tiene prohibido invertir en energía atómica, ha rechazado nuevos proyectos de generación nuclear desde 1987, en parte debido a la oposición a esta forma de energía por parte de países como **Alemania**.

La postura del BEI con la nuclear

En una entrevista con el periódico, Calviño defiende que **Europa** “necesita estar activa porque no puede quedarse atrás” en lo que respecta a los “reactores modulares”, que todavía se encuentran en una etapa de investigación y desarrollo en el bloque y que sólo está operativa en **China y Rusia**, aunque varios países, incluidos **Francia, el Reino Unido y Estados Unidos**, están tratando de implementarla también.

“Cada proyecto se evalúa por sus propios méritos, en función de la viabilidad económica y financiera, la viabilidad ambiental y la viabilidad técnica”, afirma Calviño.



Según funcionarios de la UE y del banco, **Francia exigió inversiones en energía nuclear y defensa a cambio de su respaldo a Calviño al frente del BEI**, señala el rotativo, que recoge la satisfacción del Ministerio de Finanzas de Francia respecto de la posición del BEI “que reconoce la relevancia del sector [de los pequeños reactores modulares]”.

En materia de defensa, la política de préstamos permite al BEI invertir en los denominados artículos de doble uso, como drones con aplicaciones tanto militares como civiles, pero excluye armas, municiones e infraestructura militar, aunque algunos países, incluidos Francia y Finlandia, están presionando para cambiar este mandato para incluir armas, a lo que se oponen países como **Austria e Irlanda o Alemania**, que argumentaron que la financiación de defensa podría ampliarse dentro del marco existente.

A este respecto, Calviño prometió a los ministros de Finanzas del bloque informar en dos meses sobre “el alcance y la definición de tecnologías y equipos de doble uso”, dijo.

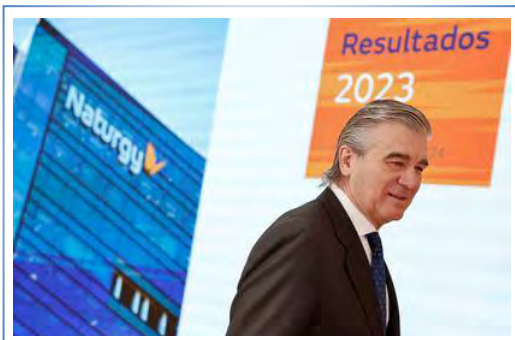
“Está claro que necesitamos reforzar la industria europea de seguridad y defensa (...) Estamos muy activos, estamos dispuestos a hacer más y mejor”, afirma Calviño.

El año pasado, el banco aumentó su financiación plurianual para inversiones en defensa de 6.000 millones de euros a 8.000 millones de euros hasta 2027.

14.- Naturgy dispara su beneficio un 20%, hasta los 1.986 millones, pese a la normalización de precios.

cincodias.elpais.com, 27 de febrero de 2024.

La energética reconoce que 2023 ha sido “uno de los mejores” de su historia y se abra a compras “tanto dentro como fuera de España” siempre que no comprometan la “disciplina de inversión”.



Tras un 2022 de beneficios históricamente altos, un 2023 aún mejor. La mayor gasista y la tercera mayor eléctrica de España, Naturgy, se anotó una ganancia neta de 1.986 millones de euros en 2023, un 20,4% más, en plena remisión de la crisis energética. La fuerte caída en los precios energéticos tiene un doble efecto en sus cuentas: reduce los ingresos, pero también permite cerrar coberturas negativas en el mercado gasista. La deuda, por su parte, se mantuvo prácticamente estable, en el entorno de los 12.000 millones, según las cifras remitidas este martes a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

El beneficio bruto de explotación (Ebitda) creció un 11%, hasta los 5.475 millones de euros. De esta cifra, 2638 millones procedieron del negocio de redes de distribución, un nicho mucho más previsible y estable y en el que Naturgy registró un crecimiento del 7%, mientras que el resto procedió de los negocios liberalizados (+15%). La compañía tiene en pausa [su proyecto para segregar ambas actividades en dos compañías cotizadas completamente independientes](#): "Tiene sentido, pero ahora mismo no se dan las condiciones", ha sentenciado el presidente ejecutivo de Naturgy, [Francisco Reynés](#).

La crisis de precios de la electricidad y el gas ha sido un maná para todas las energéticas, y Naturgy no es excepción. Desde que lanzó su plan estratégico para el periodo 2021-2025, la antigua Gas Natural Fenosa se ha anotado un beneficio bruto de explotación agregado de 13.958 millones y ha distribuido entre sus accionistas 3.908 millones de euros en dividendos, reduciendo también sustancialmente sus ratios de deuda.

El [consejo de administración de la energética](#) llevará a la junta de accionistas del próximo 2 de abril una propuesta de dividendo de 1,4 euros por acción, "de acuerdo con la política de dividendos comprometida" con cargo a los —en palabras de Reynés— "buenos resultados de 2023, uno de los mejores de la historia de la compañía". "No vamos a escondernos por ello", ha terciado en declaraciones a los medios de comunicación. Las acciones de Naturgy han cerrado la sesión de este martes con una caída del 0,8% y acumulan ya un descenso de casi el 20% desde Navidad.

Abierta a "oportunidades dentro y fuera de España"

Con una liquidez de alrededor de 9.000 millones y la deuda bajo control, Reynés se ha mostrado este martes "atento a cualquier oportunidad" de compra "que pueda haber, tanto dentro como fuera de España". En cualquier caso, ha dicho, cualquier adquisición debería cumplir un criterio de "disciplina" financiera: "Si es así, analizaremos cualquier oportunidad que pueda haber. (...) La tesorería no será un límite: si hay donde invertir, tendremos opciones de hacerlo".

El primer ejecutivo de Naturgy también se ha mostrado abierto a dar entrada a socios financieros en proyectos propios en renovables, como ya están haciendo otras empresas del sector, como Iberdrola o Repsol. "Si hubiera más capacidad de invertir incorporando socios, como están haciendo otros, no podemos decir que no de antemano", ha deslizado al tiempo que negaba que en la próxima junta de accionistas fuese a llevar el nombramiento de un consejero delegado tras [el fracaso de la operación Orrantia](#).

En 2023, la energética invirtió 2.944 millones de euros, un 53% más que en 2022. De esa cantidad, casi el 70% fue a parar al negocio liberalizado, sobre todo renovables; el resto, para redes. En clave geográfica, España se llevó el 66% de las inversiones. Reynés ha pedido, sin embargo, más "visibilidad regulatoria a largo plazo".

Igual que hace justo un año, la antigua Gas Natural Fenosa —que desde el año pasado solo presenta resultados semestrales y no trimestrales— elude cualquier previsión de resultados para 2024. Una decisión que la empresa justifica con un argumento doble: "La extrema volatilidad de los mercados energéticos y la inesperada climatología". En todo caso, dice, "espera repetir en 2024 el nivel de inversión y (...) situar de nuevo el dividendo en el nivel actual".

Preocupación "a medias" por la demanda

Preguntado por la fuerte caída en la demanda de electricidad y de gas natural a raíz de la fortísima subida de precios durante la crisis energética, Reynés se ha mostrado "preocupado a medias". "Si es consecuencia de una mayor eficiencia, es bueno para todos. Si es consecuencia de una deslocalización industrial, entonces es un problema de la economía. Esa es la parte que nos preocupa más, no como energética sino como sociedad en general", ha esbozado. En el caso particular del gas, el jefe de Naturgy ha apuntado a la climatología —con dos inviernos de temperaturas notablemente más altas de lo habitual— como factor "más relevante".

15.- Iberdrola se adjudica en Italia un nuevo proyecto fotovoltaico de 245 megavatios.

lainformacion.com, 27 de febrero de 2024.

Las instalaciones, las mayores en construcción del país, se instalarán en Sicilia y tendrán la capacidad de abastecer a 140.000 familias. Las desarrollarán de manera conjunta la compañía eléctrica española y la alemana IB Vogt.

El desarrollador de renovables alemán **IB Vogt** e **Iberdrola** han llegado a un **acuerdo conjunto** por el cual pondrán en **funcionamiento un proyecto fotovoltaico de 245 megavatios (MW)** en la isla de Sicilia (Italia). Las instalaciones comenzarán a construirse en marzo y **a su capacidad inicial podrían añadirse otros 60MW**. Según ha informado este martes la eléctrica española en un comunicado, el proyecto inicial, que **tomará el nombre de Fénix**, cuenta con **capacidad para cubrir las necesidades de más de 140.000 familias**, población similar a la de la región de Catania.



Iberdrola ha dicho que Fénix será el **mayor proyecto fotovoltaico en construcción en Italia**, donde **sólo hay 60 plantas de más de 10 MW** y la media de los proyectos es de **26 MW**. Una vez que entre en funcionamiento, generará unos **400 gigavatios hora (GWh)** de electricidad al año y su **construcción creará empleo directo para unos 500 trabajadores**, mientras que en la **fase de operación comercial** trabajarán de forma permanente **100**.

Mira también Iberdrola suministrará energía 'verde' a Telefónica en Alemania durante 15 años

Iberdrola puso en marcha su **primera planta fotovoltaica en Italia en 2022**, una instalación de **23 MW en Montalto di Castro**, en la región de Lacio, en la que instaló una segunda, de **7 MW**, en la localidad de Montefiascone, y comenzó a construir otra planta de **32 MW** en Tarquinia. Para este año, tiene previsto iniciar la construcción **de otras dos plantas, Limes 10 (18 MW) y Limes 15 (36 MW)**, durante el **primer semestre**, mientras que otros tres proyectos que ya han sido autorizados están previstos **para el segundo semestre de 2024**.

La compañía dedicada a la a la producción, distribución y comercialización de energía, **dispondrá en Italia de una infraestructura con una capacidad productiva de 330 MW para este 2024**, a los que se **añadirán 40 MW más a principios del próximo año**. Asegura que tiene como objetivo para 2025 contar con una capacidad instalada de **400 MW**.

16.- Bogas (Endesa) advierte que falta soporte regulatorio para cumplir con el plan verde.

lainformacion.com, 28 de febrero de 2024.

El directivo insta al Ejecutivo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a dar una mayor claridad sobre la regulación y el marco fiscal para que las compañías puedan acometer sus planes de inversión hasta 2030.

El consejero delegado de Endesa, José Bogas, manda un mensaje al Gobierno y al regulador con tono sereno y calmado. El directivo **pide celeridad tanto al Ejecutivo como a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para que esclarezcan el marco regulatorio y fiscal** y que así las empresas del sector energético puedan seguir acometiendo inversiones en España.

"En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es muy ambicioso. Creo que es un buen plan, pero muy ambicioso. En mi opinión, de lo que adolece es el soporte regulatorio necesario para alcanzar los objetivos que ahí están planteados. Me consta que son conscientes en el Gobierno y el regulador y, por tanto, se necesita una mejora de la regulación y la fiscalidad que permita adoptar los objetivos del plan", ha dicho Bogas en rueda de prensa de presentación de **resultados correspondientes a 2023.**

En este sentido, el directivo ha subrayado que para que la compañía siga invirtiendo en el país de manera rentable se necesitan "mejoras" en las condiciones regulatorias y fiscales. **"Estoy absolutamente seguro de que estas condiciones se van a dar.** El problema que veo es que todo necesita un tiempo para que se vaya proponiendo e implementando y ese tiempo, que es un tiempo precioso, retrasaría las inversiones. El problema está en que un retraso podría llevarnos a un grave riesgo de cumplir los objetivos del PNIEC. Lo que estamos tratando de hacer es llegar al regulador y al Gobierno que se necesita celeridad en las soluciones que se vayan a adoptar", ha argumentado.



"Todas las señales van en la dirección correcta y creo que es urgente tomar las decisiones"

La matriz de la eléctrica española, Enel, **invertirá 8.950 millones de euros entre España y Portugal en el periodo 2024-2026**, y la mayoría se quedará en el territorio nacional. Bogas también ha indicado que es una "buena señal" para el sector que dentro de la decisión del Gobierno de extender el impuesto energético, tal y como acordó con Sumar en su acuerdo de coalición, se haya propuesto una **mitigación a través de los Presupuestos Generales del Estado (PGE)** con incentivos a la inversión en proyectos de descarbonización. "Todas las señales van en la dirección correcta y creo que es urgente tomar las decisiones", ha apuntado.

Bogas ha considerado que el gravamen extraordinario "no tiene sentido" y que "no es comparable con ninguno europeo". "Ha sido una contribución extraordinaria por supuestamente en exceso de beneficios que no era el caso en el sector eléctrico por muchas razones, pero políticamente se decidió extender y **es el propio Gobierno el que se da cuenta de que el pago del 1,2% detrae recursos para invertir y baja la rentabilidad de las inversiones**, esto va mal con el necesario impulso y esfuerzo de inversión que hay que hacer para cumplir el PNIEC. Es buena noticia que se mitigue el efecto con incentivos a las inversiones en descarbonización, denota el espíritu y que con conscientes del esfuerzo que hay que hacer", ha señalado.

"Incertidumbre" y "colapso" en la distribución

El consejero delegado de Endesa también ha hecho hincapié en la necesidad de que se dé una mayor claridad a las distribuidoras con la **modificación del próximo periodo regulatorio**, que abarcará de 2026 a 2031. **Todo el sector espera una subida de la tasa de retribución financiera pero no será hasta final de año cuando la CNMC publique la propuesta de circular.** En su opinión, tanta "incertidumbre" puede llevar al colapso de la distribución con tiempos que las empresas "no se pueden permitir". En el mismo sentido, ha pedido eliminar el límite a la inversión en redes ligado al PIB. "Estamos invirtiendo entre 2.000 y 2.500 millones de euros y hacen falta unos 5.200 millones según el PNIEC. Saber la retribución dentro de dos años (las inversiones de 2024 las pagarán en 2026) es inasumible", ha defendido.

Bajo un contexto macroeconómico inflacionista y con continuadas subidas de los tipos de interés, **las distribuidoras presionan para que se adecúe la retribución a la actual coyuntura y que la nueva planificación sea al alza.**

De este modo, el sector denuncia que la falta de señales adecuadas en cualquiera de los parámetros hace que la inversión tanto en redes como en otros activos no resulte de interés para las compañías, por lo que reclaman que se reconozcan 'ex-ante' todos los costes e inversiones que declaran en sus auditorías.

En España, la actividad de distribución eléctrica cuenta con una rentabilidad garantizada y el valor actual es del 5,58%, frente al 6,53% del periodo anterior. **El regulador ya ha avanzado que realizará determinados ajustes en la metodología de cálculo para adaptarla a los retos de la transición energética**, y posibilitar la inversión eficiente en redes. La fecha prevista de adopción se va finales de octubre de 2025, mientras que las compañías tienen que definir ya su estrategia.

Apoya la vuelta de la Comisión Nacional de la Energía

Bogas también ha opinado sobre la vuelta de la **Comisión Nacional de la Energía (CNE)** y ha comentado que **es una "señal positiva" en cuanto vaya dirigida a crear un órgano más focalizado sobre el sector energético dotado con más recursos** y con el objetivo de ampliar miras y "no ser solamente el guardián" de la regulación energética, sino que también tenga en cuenta la descarbonización y qué medidas se tienen que implementar para que se cumpla el PNIEC.

Preguntado por el cierre nuclear, ha sido bastante claro. **"Intelectualmente estoy a favor de la extensión de la vida de las nucleares, pero si por política energética es que no, lo acepto"**, ha asegurado. Además, es conocedor de que es muy difícil cambiar el calendario porque algunos reactores están ya en el "tiempo de descuento".

"El Gobierno tiene una convicción muy firme de que las nucleares no deben ser una opción a futuro. La Agencia Internacional de la Energía dice que para cumplir el 'Net Zero' a 2050 hay que triplicar las renovables, pero también dice que hay que duplicar las nucleares y que si no se duplican, no se conseguirá", ha señalado. **Bogas también ha afirmado que Endesa no compra gas a Rusia de manera directa**, pero ha preferido no pillarse dedos en cuanto al origen del gas que comercializan algunos 'brókers'.

17.- Redeia gana 690 millones en 2023, un 3,7% más, gracias al impulso de las renovables.

lainformacion.com, 28 de febrero de 2024.

El consejo de administración propondrá a la junta general el reparto de un dividendo de 1 euro con cargo a los resultados del ejercicio 2023, del que hay que deducir los 0,2727 euros por acción pagados el 5 de enero.



Redeia, antes conocida como Red Eléctrica, registró un beneficio neto en 2023 de 689,6 millones de euros, **lo que supone un 3,7% más que el ejercicio anterior**. La compañía mejoró su ebitda o resultado bruto de explotación un 1,1% hasta los 1.507,8 millones de euros. Así lo ha informado la compañía a través de un comunicado a la **Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)**.

La compañía que lidera **Beatriz Corredor** desglosa el ebitda por actividades, que en gestión y operación de infraestructuras eléctricas nacionales fue de 1.141,7 millones de euros, un 0,8% superior al obtenido en el ejercicio anterior por efecto de **mayores ingresos de transporte y operador del sistema**, compensados parcialmente por incremento del gasto operativo.

Aprobará dividendo

El consejo de administración propondrá a la junta general de accionistas el reparto de **un dividendo de 1 euro con cargo a los resultados del ejercicio 2023**, del que hay que deducir los 0,2727 euros por acción pagados a cuenta el pasado 5 de enero. El dividendo complementario de 0,7273 euros se abonará en los primeros días del mes de julio.

En lo referente a **transmisión eléctrica internacional** se situó en 105,0 millones de euros tras crecer un 16,1%, y en telecomunicaciones alcanzó 239,7 millones de euros, un 5,4% por debajo del generado en 2023. La suma de la cifra de negocios y de la participación en beneficios de sociedades valoradas por el método de la participación (con actividad análoga) alcanzó 2.129,2 millones de euros, un 3,1% más que un año antes.

Descenso de la demanda de electricidad

Por otra parte, la demanda de electricidad durante el año 2023 en España **alcanzó los 244,7 TWh, lo que representa un descenso del 2,3%** respecto a la registrada en el mismo periodo del ejercicio anterior. La generación de electricidad fue de 266,8 TWh, de los cuales 134,3 TWh procedieron de fuentes de energía renovable, lo que ha supuesto un 50,3% del total generado en España.

La **energía procedente de fuentes que no generan CO2** fue del 71% respecto al total, frente al 63 % del año anterior, aumento que se explica por el incremento experimentado por la electricidad de origen fotovoltaico, cercano al 34% respecto al 2022. La electricidad de origen eólico, con un peso del 24%, fue la más utilizada con un aumento del 2,2% respecto al año previo.

Lanzamiento del satélite Amazonas Nexus

En el mes de febrero del pasado año se produjo el lanzamiento del satélite Amazonas Nexus, que a finales del mes de julio inició su actividad comercial; desde entonces, este satélite ha generado **unos ingresos de 22 millones de euros**. Esto, junto con la consolidación del grupo Axess, ha contribuido a impulsar la cifra de negocio de Hispasat en un 6,5% interanual.

Por lo que respecta a las inversiones como transportista único y operador del **sistema eléctrico español (TSO)**, en 2023 ascendió a 824,5 millones de euros, un 55% más que un año antes. El índice de disponibilidad de la red de transporte nacional se situó al cierre de 2023 en el 97,6%, frente al 98,2% alcanzado durante el año 2022.

18.- Endesa recorta un 71% el beneficio por el laudo con Catar y el impuesto energético.

lainformacion.com, 28 de febrero de 2024.

La eléctrica gana 742 millones de euros en 2023, frente a los 2.541 millones de un año antes. Reconoce un gasto de 398 millones del arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de GNL.

Endesa registró un beneficio neto de 742 millones de euros en 2023, lo que supone un fuerte recorte del 71% en comparación con el ejercicio precedente, **impactada por el laudo arbitral en contra por un contrato de suministro con Catar y el impuesto energético**, y tras no contabilizar ningún resultado extraordinario como ocurrió en 2022 con la venta del negocio de movilidad eléctrica a su matriz Enel.

El beneficio ordinario neto – el que sirve de base para el reparto del dividendo-, fue de 951 millones, un 610,3 menos interanual, afectado también por una negativa actualización financiera de provisiones, según ha comunicado la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

La eléctrica reconoce un gasto de 398 millones por el arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL) y otros 208 millones euros por la tasa extraordinaria impuesta por el Gobierno, que tiene recurrida al igual que el resto del sector.

"Tras un 2023 afectado por circunstancias extraordinarias, mantenemos para el presente ejercicio un retorno a la senda de crecimiento basado en la normalización de las condiciones del mercado. En concreto, confiamos en una normalización de los márgenes del negocio del gas y de la generación convencional. Prevemos además un impacto muy limitado del actual contexto de precios gracias a nuestra estrategia de venta anticipada de la producción propia", ha explicado el consejero delegado de la empresa, José Bogas, en un comunicado.



El Ebitda sufre por los no recurrentes

Asimismo, los resultados incluyen una provisión de 124 millones de euros para planes de reestructuración de plantilla relativos a la digitalización de procesos en línea con el compromiso con las mejoras en la eficiencia, dentro del marco de la transformación digital de Endesa. También recoge 68 millones de euros de un deterioro de valor de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los territorios no peninsulares: Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

De su lado, los ingresos cayeron un 22,6% en comparación con 2022 hasta 25.459 millones de euros y el beneficio bruto de explotación (Ebitda) se situó en 3.777 millones de euros, un 32% menos, afectado principalmente por los "excepcionales resultados de 2022 y los no recurrentes", según la empresa. El Ebitda comparable, excluyendo 165 millones de euros de provisión inicial neta de gastos de personal por planes de reestructuración de plantilla relativos al proceso de digitalización y 450 millones de euros del retroactivo del laudo arbitral sobre el gas, fue de 4.392 millones de euros (-18%).

La deuda neta de la compañía cayó en 500 millones de euros al cierre de 2023 hasta los 10.400 millones de euros. Una reducción que se basa en el buen comportamiento del flujo de caja (4.697 millones de euros), que permite compensar las inversiones inversor y el pago de dividendos. La deuda bruta bajó un 26%, hasta 13.700 millones, gracias a la disminución de los colaterales en un 82% en el año. El coste medio de la deuda es del 3,2%, "reflejando la rápida y fuerte subida de tipos de interés". La ratio de apalancamiento (deuda neta respecto al Ebitda en términos comparables) se sitúa en 2,4 veces, desde las 2 veces de final de 2022.

Endesa invirtió 2.304 millones de euros el año pasado, con un leve descenso del 2% respecto al año anterior, que marcó el récord histórico de la compañía. La red de distribución absorbió el 38% del total. El segundo negocio que más inversión se llevó fue el de renovables con el 34%. Sumó 600 megavatios (MW) 'verdes' el curso pasado y ya tiene un total de 9.900 MW entre hidroeléctrica, eólica y solar. Prosigue además la tramitación ambiental de los proyectos renovables asociados a los dos procesos de transición justa en la península ibérica en Andorra (Teruel) y Pego (Portugal).

Terminó el ejercicio con un volumen total de clientes eléctricos en el mercado libre entre España y Portugal de 6,9 millones, en un ejercicio, según Endesa, "marcado por un endurecimiento de las condiciones competitivas". Endesa tiene ya vendida de antemano el 95% de su producción propia para 2024 y alrededor del 85% en 2025 y del 50% en 2026.

Objetivos para el periodo 2024-2026

La compañía actualizó en noviembre del curso pasado su hoja de ruta y será más selectiva a la hora de invertir en renovables, centrando el tiro en el negocio de las redes de distribución, que goza de retribución regulada y donde, en su opinión, se dan unos marcos regulatorios "justos y estables".

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

- José Bogas percibió una retribución de 2,12 millones de euros en 2023 como consejero delegado, un 14,24% menos que el año anterior, mientras que el presidente de la compañía, Juan Sánchez-Calero, cobró 682.000 euros, un 1,34% más. La retribución media de la plantilla fue de 79.000 euros, un 1,28% más.

Según ha señalado Bogas en la nota, **Endesa confirma los objetivos anunciados en el pasado 'Capital Markets Day'**: lograr un Ebitda de entre 4.900-5.200 millones, lo que supondría un alza de entre el 11% y el 18%; y elevar entre el 60% y el 70% el beneficio ordinario neto, hasta el rango de 1.600-1.700 millones. La compañía está buscando la entrada de un socio estratégico con una participación minoritaria para una cartera fotovoltaica de unos 2.000 megavatios (MW) de potencia -una operación estaría valorada en unos 2.000 millones de euros-. Según ha reconocido Endesa en el comunicado, el proceso se encuentra en la fase final.

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

- 1.- Los países de la UE bloquean a última hora la normativa de sostenibilidad corporativa.
- 2.- España adopta la fórmula francesa para ahorrar energía.
- 3.- El 78% de las empresas ha puesto en marcha una estrategia de energía verde.
- 4.- España, uno de los países más atractivos para desarrollar el almacenamiento térmico.
- 5.- El dilema de España en renovables: debe cuadruplicar su almacenamiento para no tirar a la basura su producción.
- 6.- La Planta de Biomasa para el aprovechamiento energético ya es una realidad en Artenara.
- 7.- El Gobierno destina 195 millones para el impulso de la economía circular en los sectores del textil y la moda, y del plástico.
- 8.- Comienza la construcción de la mayor planta de biocombustibles 2G del sur de Europa.
- 9.- Sostenibilidad energética sí, pero planificada, por favor.

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

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

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



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

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

siempre adelante