

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.- La CNMC congela los peajes de la electricidad para el 2024.

eleconomista.es, 30 de noviembre de 2023.

- **REE sufre un recorte del 10% en la retribución al transporte.**
- **La distribución recibirá casi 200 millones más en 2024.**
- **El autoconsumo se espera que crezca en cerca de 2.000 MW.**



La Comisión Nacional de Mercados y Competencia acaba de dar a conocer los valores de los peajes para el transporte y la distribución para el próximo año, lo que supone una parte importante de la factura eléctrica para el próximo año. La propuesta del organismo que preside Cani Fernández espera una importante reducción de la retribución que percibe el transporte, mientras que la distribución (las redes de menor potencia) se incrementará prácticamente en la misma medida, lo que va a provocar que los peajes queden prácticamente congelados frente al año anterior, es decir, se pasará de 6.332 millones a 6.337 millones.

Según la propuesta de la CNMC, la retribución para el transporte en 2024 se fijará en 1.250 millones de euros. Cabe destacar que a partir de este ejercicio dejan de percibir retribución las instalaciones puestas en servicio por Red Eléctrica con anterioridad al ejercicio 1998. Durante 2023, la retribución ascendió a 1.485 millones que supone un recorte de 235 millones.

La secretaria de estado de Energía, Sara Aagesen, ha indicado hoy que el Ministerio abrirá a partir de 2024 una revisión de la planificación de redes eléctricas para poder adecuarla a las nuevas necesidades.

Red Eléctrica, por su parte, ya está incrementando su ritmo inversor desde los cerca de 700 millones de euros actuales a los 1.200 millones anuales que quiere alcanzar en los próximos años para elevar la base de activos regulados y poder atender las necesidades de electrificación existentes.

La CNMC, no obstante, hace una previsión de la retribución para los próximos dos años donde muestra una recuperación de los ingresos hasta los 1.302 millones en 2025 y los 1.394 millones en 2026, pero sin alcanzar en ningún caso el nivel de 2023.

Para lo que respecta a las redes de distribución, se fija una retribución de 5.609.691 miles de euros para la distribución, frente a los 5.411 millones del año anterior, es decir, 198 millones más.

En la previsión para 2025, la CNMC marca unos pagos de 5.854 millones, que se elevarán hasta los 6.015 millones en 2026.

En 2023 se estima que en la península la demanda se reducirá el 3,2%, mientras que en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla la demanda experimentará reducciones del -0,6%, -0,1%, -4,8% y -0,9% respectivamente.

Con carácter general, se estima que la demanda se reducirá en todos los peajes y en todos los subsistemas, con la excepción de la demanda asociada a puntos de recarga de vehículos eléctricos (peajes 3.0 TDVE y 6.1 TDVE), para la que se esperan incrementos relevantes en todos; la demanda de consumidores conectados en media tensión (peaje 6.1 TD) de Canarias, para la que se espera un aumento moderado, y la demanda asociada al consumo de PYMES conectadas en baja tensión (peaje 3.0 TD) de Baleares y Canarias, que se mantendrá en niveles similares a los registrados en 2022.

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2023 (218.451 GWh) se reduce un 2,9% respecto de la demanda registrada en 2022 (225.001 GWh).

Respecto de las potencias contratadas se estima que se mantengan en un nivel similar al de 2022 pese al aumento del vehículo eléctrico.

Evolución del autoconsumo

Para el autoconsumo, la CNMC calcula que se cerrará 2023 con un total de 5.627 MW instalados. Esta capacidad se repartirá entre 421.351 clientes en baja tensión (domésticos) con 2.747 MW instalados y 3.416 en alta tensión (industriales) con 2.879 MW instalados.

La previsión para 2024 cifra un fuerte crecimiento en autoconsumo. El organismo considera que se alcanzarán los 706.972 clientes en baja tensión con 4.431 MW instalados y en la parte industria se pasará a 4.993 clientes con 3.280 MW, de modo que se alcanzarán los 7.712 MW de autoconsumo.

Para el ejercicio 2024 se estima un aumento de la potencia contratada por periodo horario, pero se espera una reducción del consumo al previsto inicialmente para el ejercicio 2023. En consecuencia, en términos de facturación media, se registra un aumento para todos los grupos tarifarios debido a la contracción del consumo.

Las rentas de congestión de la interconexión con Francia serán destinadas a la financiación de la interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya.

2.- El Gobierno se queda sin redes eléctricas suficientes para conectar las renovables comprometidas.

vozpopuli.com, 30 de noviembre de 2023.

La nueva oferta y demanda de electricidad exigen que la infraestructura eléctrica aumente y se modernice. Un proceso que, de momento, no aparece en el plan verde del Ejecutivo.

- **Iberdrola y Endesa piden realismo al plan energético del Gobierno para evitar una sobreoferta de electricidad.**
- **Naturgy recibe 700 millones del BEI para digitalizar la red y reforzar la garantía de suministro.**



La Unión Europea y las principales empresas energéticas lo tienen claro. No hay redes eléctricas para llevar toda la producción de energía renovable a los consumidores que la demandan. Un problema que no se refleja con esta importancia en el plan energético del Gobierno para la próxima década. Y esta semana, días antes de una COP28 donde las renovables van a ser protagonistas, se han publicado varios informes alertando de esta situación.

“Las redes eléctricas se tienen que convertir en un elemento fundamental en la transición energética”, destaca un informe de la consultora PwC en colaboración con la Universidad Politécnica de Madrid. “Se necesita integrar nuevos puntos de conexión tanto de producción (si se tiene en cuenta el borrador del PNIEC 2023-2030 recientemente publicado por el Gobierno este volumen aumentará hasta 105 GW adicionales) como de demanda, siendo capaces de gestionar flujos de electricidad bidireccionales y adaptándose a las nuevas necesidades de todos los agentes”, añaden.

Los expertos ven necesario que se realicen inversiones en la red eléctrica. El propio borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 ya prevé inversiones acumuladas en redes por valor de 53.000 millones de euros, pero para el informe de PwC las necesidades son mayores, ya que el PNIEC no refleja suficientemente el incremento de electrificación necesario.

La actualización que ha hecho el Gobierno este año de su hoja de ruta energética triplica la expectativa de electrólisis para producir hidrógeno, duplica el almacenamiento, aumenta en un 30% las previsiones de almacenamiento y espera que los coches eléctricos pasen de 200.000 a 5,5 millones.

Unas cifras que según los expertos no va acorde con el futuro que esperan para las redes eléctricas que dificultará conectar la gran producción renovable con toda esta demanda de electricidad. El desarrollo de nueva industria como la de fabricación de baterías para los vehículos eléctricos, como la ya anunciada por Volkswagen en Sagunto, la electrificación de industrias clave como la del acero o la instalación de nuevos data centers traerá más necesidades de electricidad en España.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que relación normal de inversión en redes frente a nueva capacidad renovable instalada debería rondar los 0,7 millones de euros por megavatio de aquí a 2030, sin embargo, según los datos del borrador del PNIEC 2023-2030, esta ratio se situaría en 0,45 millones por megavatio, un 35% más bajo.

“Las nuevas redes eléctricas no solo se tienen que modernizar, automatizar y adaptar para conectar la nueva demanda que se quiera descarbonizar, sino que también tendrán que dar respuesta a las nuevas necesidades de estos consumidores”, explica el informe de la consultora PwC.

En 2021, el Gobierno aprobó un real decreto para digitalizar las redes de distribución de electricidad e impulsar la infraestructura de recarga para vehículos eléctricos en la vía pública. Está dotado con 525 millones de euros del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), que recibirán las empresas distribuidoras de una forma proporcional a su representatividad hasta 2023.

Por otro lado, el Gobierno empezó a trabajar en la modificación de aspectos puntuales de la Planificación eléctrica 2021-2026 durante el primer trimestre de este ejercicio al objeto de incluir actuaciones estratégicas y prioritarias para la transición energética, que permitan desarrollar la cadena de valor industrial.

Europa presiona para acelerar el plan

La presión también ha llegado esta semana desde Bruselas. La Comisión Europea ha presentado un “plan de acción” para incentivar la inversión en redes eléctricas en la Unión Europea, una infraestructura que según cálculos del Ejecutivo comunitario precisará 584.000 millones de euros en la presente década para acompañar la electrificación de la economía.

Eurelectric, donde se integran las grandes eléctricas europeas como Iberdrola o Enel, también maneja otro informe sobre los retos de las redes eléctricas. Esta investigación destaca que la gradual descentralización del sistema eléctrico resalta el valor de la red de distribución para la transición energética. Sin embargo, esta requiere actuaciones urgentes para asumir el papel que le asignan los objetivos de la UE, en particular para la integración de todos los recursos previstos en el Fit for 55 y el REPower EU a 2030. El estudio recomienda llevar a cabo las siguientes iniciativas.

Mejorar la retribución de este negocio

La respuesta a los retos a los que se enfrentan en el corto plazo las redes eléctricas pasa por realizar nuevas inversiones en modernización, digitalización, automatización y adaptación, desarrollo de nuevas redes para conectar a la demanda que se descarboniza, así como nuevas industrias que puedan venir a España por su atractivo. Sin embargo, como consecuencia de los sucesivos cambios normativos que ha sufrido el sector de las redes, las empresas, especialmente, los distribuidores, no tienen incentivos para acometer las inversiones necesarias para llevar a cabo el necesario proceso de transición energética.

“Para poder revertir esta situación, se necesita recuperar la confianza necesaria para realizar inversiones”, explican los consultores de PwC. “Por ello, es imprescindible actualizar la metodología de cálculo de retribución con el objetivo de que se reconozca el incremento de costes e inversiones debido al alza de la inflación. Se necesita la revisión del cálculo de la tasa de retribución financiera actual ya que no refleja el riesgo de la actividad teniendo en el actual contexto macroeconómico marcado por la subida de los tipos de interés”, añaden.

Una baja retribución de las redes

Los inversores pueden considerar que la tasa de retribución financiera (WACC) es demasiado baja para el nivel de riesgo que presenta la actividad y, por tanto, reducirán el nivel de inversiones previstas en esta actividad. El sector de las redes es una actividad basada en gastos de capital por lo que una fuerte subida de los tipos tiene un impacto muy elevado en el coste financiero de los agentes, llevando a una falta de recursos para financiar proyectos. Adicionalmente, el empeoramiento de los márgenes de la actividad y, por tanto, de los resultados financieros de las empresas conlleva una fuga de capital del sector hacia otras actividades o países.

“Una tasa retributiva que no refleje el riesgo de la actividad y el actual contexto macroeconómico pone en riesgo las inversiones en redes y por tanto la oportunidad económica de la transición, así como el cumplimiento de los objetivos”, asegura el informe. Esta retribución lleva cerca de 10 años actualizarse. Las empresas destacan que los valores unitarios no reflejan la realidad de los costes del sector, el efecto inflacionario, de acuerdo con los principales índices de referencia habrá sido de un 28% en el año 2025 desde que se aprobaron los valores unitarios.

Unido a esto, por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) no se están reconociendo todos los costes e inversiones reguladas que las empresas distribuidoras están declarando en sus auditorías y, por lo tanto, no se les está incluyendo en sus retribuciones. Los expertos de PwC creen que, en el caso de que los valores unitarios se actualizarán en 2025, la retribución de redes aumentaría en aproximadamente un 26%.

3.- La generación de electricidad con gas cae el 33% y abre el debate por cerrar centrales.

lainformacion.com, 2 de diciembre de 2023.

La aportación de la generación de los ciclos combinados al 'mix' fue de solo un 11,6% en noviembre, el dato más bajo en los últimos diez meses, mientras las renovables, impulsadas por la eólica, alcanzaron un histórico 62,8%.

- **Bruselas desbloquea 1.100 millones para que España invierta en tecnología verde**
- **Los empresarios baleares reclaman más retribución para la distribución de gas**
- **Ribera busca impulsar los futuros de gas para conseguir señales de precio estables**

La aportación de la generación de los ciclos combinados de gas al 'mix' eléctrico fue de solo un 11,6% en noviembre, el dato más bajo en los últimos diez meses. La **producción de electricidad** mediante gas cayó así un 69% en comparación con el mismo mes del ejercicio precedente y un 46% respecto a octubre.



Los analistas de Grupo ASE explican que **los ciclos combinados se vieron desplazados por la alta generación renovable y, también, por la reducción del saldo exportador.** Este se ha desplomado un 50% en comparación con el año pasado, por la desaparición del efecto de la 'excepción ibérica', inactiva desde febrero por los menores precios del gas, y porque la producción nuclear francesa está muy por encima de los bajos niveles que registró el año pasado con gran parte del parque parado.

En concreto, según los datos de Red Eléctrica, consultados por **La Información**, **los ciclos combinados generaron 2.763 gigavatios hora (GWh)**, en comparación con los 4.672 GWh de noviembre de 2022 y los 4.087 GWh de octubre de este año, lo que supone el recorte del 69% y 46%, respectivamente, mencionado al principio de la información.

La caída podría haber sido mucho mayor

Además, desde Grupo Ase subrayan que en noviembre **la caída podría haber sido mayor de no haber sido por el desacople del sistema eléctrico de las centrales nucleares de Cofrentes y Ascó II** como consecuencia de paradas que estaban programadas. Cofrentes se conectó el 19 de noviembre y Ascó II está previsto que lo haga el 8 de diciembre.

No obstante, para hacer una **comparativa más justa y dejando fuera las situaciones excepcionales que se dieron el curso anterior**, la producción de electricidad mediante la quema de gas retrocede un 18% entre enero y noviembre hasta (42.739 GWh) en comparación con el mismo periodo de 2019, último año antes de la pandemia de coronavirus. Por su parte, si comparamos los datos con los mismos meses de 2022 el desplome se eleva hasta el 33%.

Hay que señalar que **en el ejercicio pasado las centrales de gas funcionaron a pleno rendimiento y fueron la primera tecnología de producción** de electricidad del país, copando el 24,7% del mix. En total, generaron unos 68.138 GWh, un 53% más que en 2021, superando a la nuclear y a la eólica en 12.154 y 6.962 GWh, respectivamente. En verano se produjo la tormenta perfecta: ola de calor, falta de viento, una gran sequía y una mayor exportación al país galo.

Bajo este contexto, **la demanda de gas natural para generación de electricidad alcanzó el 13 de julio de 2022 su récord histórico**, con 803,8 GWh, y superando los 770 GWh del 16 de junio y los 764 GWh del 15 de junio.

Para hacerse una idea, en España se generaron en julio 8.710 GWh de electricidad mediante gas, cifra no registrada hasta la fecha, al tiempo que en agosto también se superaron los 8.000 GWh. Esto provocó que los ciclos combinados quemaran gas como nunca y que las emisiones de CO2 del sistema eléctrico aumentaran el curso pasado después de marcar mínimo en 2021, pese a la recuperación de la demanda tras la covid-19.

Los dueños de las centrales piden que se asegure la rentabilidad

De tal modo, **el 2022 terminó con una demanda de gas natural por parte de las eléctricas de 138.037 GWh**, lo que se traduce en un incremento del 52,7% frente al curso precedente y el valor más elevado desde 2010. Por el contrario, Enagás, operador del sistema gasístico español, calcula que se desplome un 22% en comparación con el ejercicio precedente, hasta 109 teravatios hora (TWh).

El desplome de los ciclos se produce en un momento en el que los dueños de las centrales piden que se les asegure una rentabilidad para mantenerlas abiertas. **Los ciclos combinados no operan las 24 horas del día, sino que funcionan como tecnología de respaldo y seguridad de suministro cuando no hay renovables**. De este modo, deben estar disponibles para conectarse a la red cuando se les necesite.

Bajo este contexto, lo que pide el sector es una **remuneración específica para cubrir costes**. En la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el Gobierno cuenta con todos los ciclos actuales hasta 2030. La hoja de ruta hacia la descarbonización en lo que resta de década, que aún puede sufrir cambios, recoge que los 26.600 (MW) de ciclos -repartidos entre 50 plantas- estarán operativos durante este periodo. Un estudio de la patronal Sedigas y PwC elaborado en 2020 advertía de que los ciclos combinados acumularían unas pérdidas de 4.500 millones a 2030 con la actual retribución. En aquel momento un 70% de las plantas se encontraba en pérdidas operativas, según el documento.

Autorizado a Naturgy el cierre temporal de cinco plantas

El Gobierno ya ha puesto en marcha la **creación del mercado de capacidad**. De hecho, ya ha enviado a Bruselas la documentación requerida para que entre en funcionamiento a mediados de 2024, según adelantó la secretaria de Estado de Energía, Sara Aasegen, en un foro organizado por *El Periódico de la Energía*. Estos sirven para promover el despliegue de tecnologías que aportan firmeza y flexibilidad al sistema eléctrico, tales como los ciclos combinados.

Mientras tanto, el Tribunal Supremo ha autorizado recientemente a Naturgy el cierre temporal de cinco plantas después de la solicitud presentada en mayo de 2017.

La gasista aseguró en su día que, debido al bajo factor de carga, las centrales se habían visto **afectadas con rentabilidad económica muy inferior a la necesaria para recuperar la inversión**.

Las renovables alcanzan máximo histórico

La generación eólica fue en noviembre muy superior (+31%) a su promedio de los últimos cinco años. Por sí sola ha cubierto el 33,8% del 'mix' de generación y ha respondió a más del 37% de la demanda. En resumen, es la causa principal de que noviembre tenga el precio mensual más bajo desde marzo de 2021, antes de que comenzara la crisis energética (a finales de la primavera del mismo año). Al incremento de la producción eólica también se sumó el importante crecimiento experimentado por la hidráulica (+180%) y la fotovoltaica (+30%). Por eso **la generación de origen renovable cubrió el 62,8% de la producción**, lo que supone un máximo histórico, que supera al que se estableció en febrero de 2021, cuando se alcanzó el 60,9%.

4.- La energía renovable cae a precios de saldo pero no rebaja el recibo de la luz de hogares y empresas.

publico.es, 2 de diciembre de 2023.

El disparatado sistema español de precios facilita que el uso de tecnologías de alto coste y operaciones como la exportación de electricidad sigan encareciendo el recibo pese a las cotizaciones de ganga de la luz de fuentes verdes.

Los parques de energías renovables producen electricidad por debajo de sus costes más de la tercera parte de los días, a menos de 40 euros el Mw.h (megawatio.hora), sin que eso llegue a reflejarse en una tendencia a la baja del recibo de la luz como consecuencia de los disparatados sistemas de fijación marginal de precios y de formación de tarifas que se aplican en España.

Según **los datos de OMIE**, el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad, los precios mínimos de las subastas de energía se situaron por debajo de los 40 euros por Mw.h (cuatro céntimos el Kw.h) en **143 de las 365 jornadas transcurridas** entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023, es decir, casi dos de cada cinco días.

La mayor parte de esas bajas cotizaciones coinciden con niveles de cero, es decir, de tramos horarios (no días completos) en los que **la elevada producción solar o eólica satura la oferta** y desborda la demanda hasta el punto de que **sus cotizaciones caen de la ganga a la gratuidad**.

Sin embargo, eso no supone un obstáculo para que en otros tramos de las jornadas, como las noches de anticiclón en las que la solar para y la eólica no produce, o los días cubiertos sin viento, en los que caen ambas, entren en el sistema otras tecnologías caras como **las centrales de ciclo combinado** o las hidroeléctricas con ofertas de oportunidad que **disparan el precio de toda la electricidad** hasta niveles de más de cien y de doscientos euros por Mw.h en los picos máximos y de 69 a 133 en las medias mensuales.

Sin embargo, en esos mismos doce meses y según **las estimaciones de la OCU** (Organización de Consumidores y Usuarios) la factura media osciló entre los 44,95 de noviembre de 2023 y los 79,35 euros de diciembre de 2022, con solo los cuatro meses en los que más de la mitad de los días **la renovable produjo por debajo de sus costes** (enero, abril, mayo y noviembre) con menos de 60 euros en el recibo medio de las tarifas reguladas.

"¿Acaso el precio medio de cien euros por Mw.h se corresponde con la realidad?", se pregunta el presidente de la Fundación Renovables, **Fernando Ferrando**. Apunta que "el precio bajará conforme se hagan **más subastas de renovables** con precio de venta de la energía tasado. Mientras tanto, todo lo que marque el gas, y el agua como si fuera gas, **impide que bajen los precios**".

"¿Bajará el precio con **el desarrollo de las renovables**? Sí, pero lo hará muy lento porque no van a cambiar el sistema marginalista de las subastas horarias.

Tenemos una urgencia, pero **estamos corriendo los cien metros lisos a velocidad de maratón**", señala. "Los objetivos de la transición energética están claros, pero el ritmo lo marca quien lo marca", añade.

Público, privado, beneficio y beneficiario

Medidas como cargar el coste de infraestructuras de transporte en el recibo aumentan el precio de la factura

Los principales beneficiarios del disparatado mercado energético español son las empresas del llamado **oligopolio**, en las que **confluyen una amplia cartera de clientes**. La inmensa mayoría de ellos con **tarifas desreguladas** que llevan años tendiendo al alza y animando una **reducción del consumo**, y un elevado volumen de generación que venden a estos o a otras empresas en un sistema que día tras día aplica los caros precios marginalistas que marcan las centrales de gas y de agua.

Ese trazo grueso no oculta, no obstante, otros aspectos no tan menores del sistema que tiran al alza de los precios finales. Como el cargo en el recibo del coste de **infraestructuras de transporte** de energía de titularidad pública, del que **se benefician empresas privadas**. O la perversa aplicación práctica del tope al gas, con **un aumento de la producción del ciclo combinado** que favorece el **negocio de la exportación** al mismo tiempo que encarece la factura energética de los particulares.

También la curiosa gestión de una **empresa semiestatal como Redeia** (antigua Red Eléctrica), que obtiene un 80% de sus ingresos del recibo de la luz, según va especificando el BOE, y que reparte como dividendo **entre sus accionistas** más de la mitad de sus beneficios sin que nadie plantee que un instrumento de ese perfil pueda ser utilizado para **rebajar los recibos de la luz** de hogares y empresas.

El escenario se completa con aspectos como **las obvias consecuencias desincentivadoras** para la inversión en renovables que generan los tramos de producción por debajo de costes y con las trabas que las mismas **compañías del oligopolio** vienen aplicando a un **desarrollo del autoconsumo** que les resta clientes y cuota de mercado, tanto reales como potenciales, conforme avanza.

Más de la mitad de la generación ya es renovable

Según los datos de **Redeia**, las renovables cubrieron en los últimos doce meses con datos disponibles, de noviembre de 2022 a octubre de 2023, algo más del **57% de la generación de electricidad en España**, con las principales aportaciones en la solar (23%) y la eólica (13,5%).

En ese mismo periodo, **las centrales de ciclo combinado**, las que más tiran al alza de los precios finales para empresas y consumidores, **aportaron un 18%** de la energía.

Esa última producción equivale a algo menos de **la tercera parte de la de origen renovable**, aunque, como consecuencia de las disparatadas reglas del mercado eléctrico español, el peso de unas y de otras en la fijación de los precios **resultó ser más bien inverso** a su participación en la generación.

"¿Por qué no notamos el abaratamiento de la electricidad que debería darse? Porque **los avances son granos sueltos** cuando lo que necesitamos son sacos", anota Ferrando.

5.- Endesa terminará en 2024 la obra de la central hidroeléctrica de Bárcena tras invertir 10 M€.

diariodeleon.es, 3 de diciembre de 2023.

- Los nuevos equipos del Grupo 2 ya están instalados y en enero se iniciarán los trabajos con el mismo objetivo en el 1.

Endesa invertirá cerca de 10 millones en la optimización de la central de Bárcena. La actuación, según fuentes de la eléctrica, incrementará la eficiencia y la fiabilidad de una instalación que está jugando un **papel estratégico en la transición energética** en el Bierzo. Está previsto que cuando concluyan las dos fases previstas, la producción de **energía eléctrica** de la central se incremente en un 10 por ciento.

En términos técnicos, se trata del proyecto 'Smart Repowering CH Bárcena', que ha sido liderado por Gregorio Calderón, responsable de los servicios técnicos de la UPH. La **central hidroeléctrica de Bárcena** se encuentra a 4,5 kilómetros de Ponferrada sobre el curso del río Sil y es alimentada por el embalse de la presa de Bárcena, que gestiona la Confederación Hidrográfica Miño-Sil.

De momento, han concluido las obras en el grupo 2 y está previsto que en el grupo 1 se inicien el próximo 15 de enero de 2024. Los dos grupos hidroeléctricos tienen una potencia instalada de 30,14 y 31.07 MW, respectivamente y la producción media anual ronda los 131,8 GWh/año.

Entre otras actuaciones se está procediendo a la sustitución de los rodetes de la turbina, por unos de nuevo diseño con mejor rendimiento y aumento de su eficiencia, y a reemplazar el sistema de distribución de la turbina y de las válvulas mariposas de guardia. Además se revisan los alternadores y se instala un nuevo sistema de excitación y de las protecciones eléctricas de grupo y la subestación, así como nuevos interruptores de 130 kV a la salida de los grupos.

Un apartado importante también es la implementación del sistema experto HydEA para la detección prematura de incidencias en los grupos. «La actuación consolida la apuesta de Endesa por este territorio, ya que revaloriza, mediante su mejora tecnológica, una instalación que ha sido tradicionalmente una de las piedras angulares de la producción hidráulica en nuestra región y que ahora, durante este proceso de transición energética, está jugando un papel destacado como respaldo a las energías renovables no gestionables», explica Jose Antonio Galván, responsable de la Unidad de Producción Hidráulica Noroeste de Endesa.

La cuenca del Sil ha jugado históricamente **un papel estratégico** en el sector energético en España. La hidroeléctrica es, hasta el momento, la fórmula más sencilla para producir energía renovable de forma planificada y sirve de respaldo para esas otras renovables no gestionables, como la energía eólica y la solar, que padecen los vaivenes de la disponibilidad del recurso que las mantiene operativas.

Sólo si hace sol o hay viento, producen energía; en el caso del agua, la red de presas hasta Bárcena, garantiza la producción todo el año.

«La energía hidráulica confiere estabilidad al sistema eléctrico nacional cuando la eólica y la solar sufren picos de producción, al mismo tiempo que consolida los objetivos de descarbonización que se han marcado en el Plan Nacional de Energía y Clima y que permiten integrar la generación de energía con el respecto al medio ambiente», añade Galván.

El mayor aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas coincide con el invierno y el deshielo de la primavera, de noviembre a abril. Más por lluvia que por nieve, en el caso de la mayoría de las centrales que se llevan desde el Bierzo.

Endesa es concesionaria del aprovechamiento de pie de presa del embalse de Bárcena, cuya titularidad corresponde al organismo de cuenca, la Confederación Hidrográfica Miño-Sil, que destina también el caudal proveniente de los ríos Sil y Boeza a otros usos, como son el abastecimiento, el regadío y diversos fines industriales.

La central hidroeléctrica de Bárcena entró en funcionamiento en el año 1959, por lo que es la segunda instalación hidroeléctrica de Endesa en el Bierzo, tras la de Fuente del Azufre, fuera de servicio desde finales de la década de los 60.

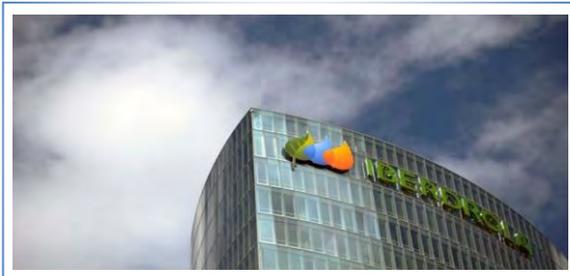
La central de Bárcena forma parte del sistema de aprovechamiento del tramo superior del río Sil para producción de energía eléctrica, junto a los saltos de Rioscuro, Ondinas, Peñadrada, Santa Marina y Bárcena, todas situadas entre Villablino y Ponferrada. Aguas abajo del embalse de Bárcena, Endesa explota también otras centrales.

La planta de Bárcena está completamente automatizada y puede ser operada de forma remota desde el Centro de Control de Montearenas, al igual que el resto de la treintena de centrales de generación eléctrica que Endesa posee en el noroeste, cuyo seguimiento se lleva desde la capital del Bierzo.

6.- Iberdrola desbanca a Inditex y se convierte en la favorita de los expertos.

eleconomista.es, 3 de diciembre de 2023.

- El consenso de analistas que conforman el índice 'naranja' le otorgan el mayor peso de la Cartera de Consenso.



Tras varias revisiones al acecho, **Iberdrola** logra destronar a Repsol e **Inditex** como líder de la **cartera naranja**, un puesto que llevaban ocupando en las últimas revisiones, repetidamente, la petrolera y la textil. Así, la eléctrica es la firma de la bolsa española que aglutina **una mayor confianza** del casi medio centenar de entidades que configuran el consenso con el que se elabora el **Eco10**, el índice de ideas de inversión de bolsa española de elEconomista.es.

Con un peso del 5,73% en la Cartera de Consenso -en el índice todas ponderan igual-, la compañía dirigida por Ignacio Sánchez Galán es la favorita. Pese a que este curso no se lo está poniendo fácil a las empresas del sector eléctrico, con el segmento europeo que las agrupa como el quinto que menos gana en el año (4,5%), la confianza que mostraban los expertos sobre Iberdrola en las últimas revisiones no ha hecho sino crecer. Este peor desempeño de las **utilities** se debe al **las fuertes subidas de rendimientos que se han experimentado en los últimos meses** en los principales bonos del Viejo Continente, ya que las compañías de este sector suelen ser **el refugio favorito de los inversores cuando la deuda no da rentabilidad**. No obstante, en un escenario que se opone al anterior, las acciones de **las utilities son las que sufren el castigo**.



Pero aunque su camino en bolsa no está siendo tan optimista como la del propio **Ibex**, con una subida de en torno el 3,5% anual, que alcanza después del rebote de casi el 15% desde **sus mínimos de octubre**, Iberdrola **no deja de batir récords de ganancias**. Entre enero y septiembre ganó 3.637 millones de euros, un 17% más que en el mismo periodo del ejercicio anterior. Esta mejora le permitió anunciar **un incremento del 11% del dividendo a cuenta de 2023**. La compañía eléctrica distribuirá, como mínimo, 0,20 euros por acción en enero de 2024. A este dividendo a cuenta, se le añadirá otro complementario, una vez sea aprobado en la Junta General de Accionistas. **Cónsulte aquí el calendario de dividendos**.

En la presentación de resultados de los primeros nueve meses del año, la **utility** revisaba al alza sus previsiones para el cierre del ejercicio. La firma espera **un incremento del beneficio neto de doble dígito** (excluyendo los efectos positivos de la rotaciones de activos), impulsado por **una mayor producción y la nueva capacidad renovable** o la revisión al alza de sus tarifas eléctricas y de gas, entre otras. Así, el consenso de expertos que recoge FactSet espera **un beneficio neto de 4.800 millones de euros para el conjunto de 2023 para Iberdrola**, un 8% más que los 4.435 millones que se esperaban para la firma el primero de enero.

Este mismo consenso recomienda tomar posiciones sobre los títulos de la utility, y le otorga **un potencial de subida a sus títulos del 10%** para los próximos 12 meses, hasta alcanzar **los 12,41 euros**.

"Consideramos que el sector de energías renovables ha sido castigado en exceso, aparte de esto Iberdrola es una empresa estable dentro del sector, consideramos que se está moviendo bien en Reino Unido para ser una de las empresas pioneras en cuanto a Renovables en la isla. Destacar también la rentabilidad por dividendo, que está cerca del 4,5% con un crecimiento de cerca del 9% a 5 años, así como **su buena salud financiera con una ratio deuda total/capital muy saneado**, un 75% mejor que la media del sector", indican desde Banco Big, una de las firmas que incluyen a Iberdrola entre los valores escogidos en su cartera. "Por otro lado, técnicamente, vemos una antigua resistencia en los 11,067 que parece ahora estar utilizando como soporte siempre que se mantenga por encima de ese soporte vemos continuidad alcista para la acción", añaden desde la firma.

Desde Divacons-Alphavalue, otra de las firmas que eligen a la compañía eléctrica entre sus valores favoritos, explican: "Nos gusta **Iberdrola** por visibilidad estratégica y de resultados, sólido balance y excelente equipo directivo. Con un yield 2024 del 4,70% estimado y un atractivo potencial por fundamentales, además de la mejora del momentum, creemos que es una buena candidata a formar parte de la cartera".

La cartera de atl Capital es la más rentable este año: sube un 33%

Con datos a 30 de noviembre, **la cartera ganadora del 2023** -esta es la primera revisión ya correspondiente a 2024- ha sido la de **atl Capital**. Su selección de valores durante el ejercicio ha alcanzado **una revalorización del 33,1%**. En esta revisión, desde la firma de inversión apuestan por Solaria, Banco Sabadell, Merlin, Indra -**la firma que ha entrado a formar parte del índice naranja en esta revisión**- y Talgo para comenzar el 2024. Con respecto a la revisión de septiembre, solo reiteran su confianza en la energética y el banco. La selección de valores de **Bankinter** durante 2023 se ha quedado a las puertas de ser la vencedora del año, con **unas ganancias acumuladas del 32,9%**. Las carteras de **Bestinver**, **MG Valores** y **Mutuactivos** también ocupan la parte alta del ránking con subidas que han superado el 32% en el año.

7.- Galán (Iberdrola) afirma que triplica las renovables a 2030 “es factible” y movilizará más de 2 billones anuales.

elperiodicodelaenergia.com, 4 de diciembre de 2023.

El directivo ha señalado también que atraer las enormes inversiones necesarias en energías renovables, redes y almacenamiento.

El presidente de Iberdrola, **Ignacio Sánchez Galán**, defiende que **triplicar la capacidad renovable para 2030 “es factible” y que las inversiones en el sistema eléctrico mundial deberán aumentar de 800.000 millones de dólares anuales a 2,2 billones de dólares de cara a 2030 para satisfacer la demanda de electricidad**, según ha declarado en la **COP28**.



En total, son **118 los países que han firmado este objetivo**, además, se han comprometido a duplicar la ratio de **eficiencia energética**, **aumentar la electrificación y reducir las emisiones de metano** y el uso de **combustibles fósiles**.

Con este compromiso se pretende **limitar el calentamiento global a 1,5 grados centígrados** en 2050 en comparación con los niveles preindustriales.

Los permisos para Iberdrola

La primera participación del presidente de **Iberdrola** se ha producido esta mañana en el Foro Abu Dhabi Sustainability Week (ADSW), donde ha afirmado que la actuación para conseguir este objetivo “debe ser inmediata”.

El presidente de Iberdrola ha señalado también que atraer las enormes inversiones necesarias en energías **renovables, redes y almacenamiento** “requerirá **políticas energéticas** claras, predecibles y estables para generar confianza e incentivos suficientes”.

Así, ha abogado por regulaciones “que aceleren la obtención de permisos, faciliten los **contratos de energía a largo plazo (PPAs)** y retribuyan adecuadamente los activos regulados”.

Las renovables y el hidrógeno

El presidente de Iberdrola también ha participado en un debate organizado por la European Roundtable for Industry (ERT) sobre el Futuro del Clima, la Sostenibilidad y las Energías Limpias.

Durante el acto, celebrado en la Zona de Innovación de la COP28, Galán ha destacado “el papel relevante del hidrógeno verde en la transición energética”.

La ERT reúne a 60 presidentes y consejeros delegados de empresas industriales y tecnológicas europeas que operan en todo el mundo y están comprometidas con el objetivo de cero emisiones, además de actuar a gran escala para alcanzar los **objetivos climáticos** de la UE.

Los miembros de la ERT tienen unos ingresos combinados que superan los dos billones de euros.

Galán y los activistas climáticos

Posteriormente, el presidente de Iberdrola se ha reunido con **jóvenes activistas** del clima en la COP28, para discutir las oportunidades profesionales que ofrece la **transición energética** y la mejor manera de atraer el talento verde del futuro.

Durante su intervención, **Galán ha afirmado que “los jóvenes son un acelerador necesario de la transición energética”** y que desde Iberdrola están “centrados en crear las mejores vías para que puedan construir carreras verdes de futuro y beneficiarse de una economía verde sostenible y próspera”.

El evento, organizado por Iberdrola y en el que ha participado Unicef, se ha centrado en “el papel vital” que desempeñan los jóvenes a la hora de acelerar la transición energética y en cómo el desarrollo de habilidades en esta área está directamente relacionado con el logro de **economías y sociedades sostenibles, descarbonizadas y resilientes**.

8.- Endesa planta cara a Repsol y lanza su primer programa de fidelización.

eleconomista.es, 4 de diciembre de 2023.

- **La eléctrica entregará más puntos en función del número de contratos que se tenga con la compañía.**
- **Sólo por inscribirse se recibirán 500 puntos.**
- **La empresa ofrecerá nuevas tarifas y premiará el ahorro.**

Endesa planta cara a Repsol. La eléctrica acaba de lanzar un plan de fidelización de clientes **para hacer frente a la propuesta multienergética de la petrolera**. La eléctrica lanza el programa "Para Ti" con la intención de ofrecer un programa que permita acumular puntos para canjearlos por descuentos en electricidad y gas.

Con este objetivo, Endesa por el simple hecho de inscribirse ya entregará los primeros puntos de bienvenida. Se trata del primer programa de fidelización que Endesa saca a la luz y de los pocos que existen en el ámbito de la comercialización de energía, donde EDP fue pionera.

El programa permitirá a los más de 7 millones de clientes domésticos y pequeños negocios que Endesa tiene en el mercado libre beneficiarse de sus ventajas, así como a aquellos que decidan darse de alta en la compañía, que además conseguirán un 20% de descuento en el consumo de luz o gas para siempre, con precios estables y sin permanencia.



Para formar parte del programa, los clientes deben registrarse a través de la aplicación móvil de Endesa Energía, denominada Endesa Clientes, en la sección de "Para Ti" (disponible de forma gratuita en la App Store y Play Store). Se trata de un programa intuitivo a la hora de la navegación y al inscribirse ya se reciben los primeros 500 puntos y luego se siguen acumulando más puntos por el hecho de tener contratos con Endesa y por realizar nuevas contrataciones. Es decir, cuando más contratos tenga el cliente con Endesa, más puntos consigue. Otra forma de obtener más es teniendo factura digital.

Estos puntos se podrán canjear por descuentos en la factura de contratos de suministro vinculados a la cuenta; o bien obtener otros beneficios como el acceso a sorteos exclusivos. Además, el programa también cuenta con acuerdos con empresas colaboradoras con los que se podrá disfrutar de descuentos en vuelos, ocio... y otras iniciativas que se irán incorporando de forma progresiva.

Con la puesta en marcha de "Para Ti", Endesa apuesta por la fidelización de clientes, premiando su confianza con ahorros en su factura energética. Además, la compañía ofrece novedosas tarifas, asesoramiento personalizado y gratuito, como InfoEnergía, y otras iniciativas como la campaña "Todo cuenta", que tiene el objetivo de seguir concienciando de lo necesario que es mejorar la eficiencia energética en los hogares de una forma totalmente disruptiva, premiando económicamente a los clientes por el 'no consumo' de energía.

9.- Alfredo García señala el motivo real por el que España cierra centrales nucleares: el mismo que Alemania.

cope.es, 4 de diciembre de 2023.

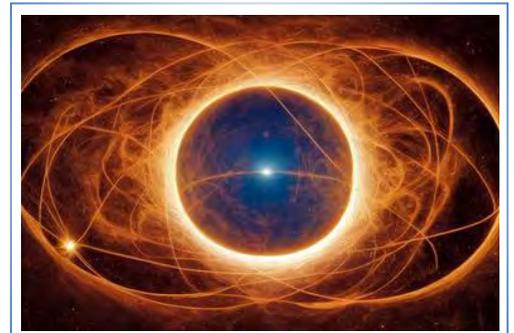
Expósito analiza con experto en energía cuál puede ser el futuro si se aplican los acuerdos de la COP28 que se está celebrando actualmente en Dubái.

El aumento de temperaturas, el incremento de intensidad en las lluvias o la aparición de nuevas zonas de sequía son algunas de las consecuencias del cambio climático. Durante estos días se está celebrando en Dubái la COP, la [Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático](#).

Sobre la mesa, habrá tres puntos claves que determinarán si esta cumbre será un fracaso o un éxito. El primero de ellos será llevar a cabo mecanismos que obliguen a la industria de los combustibles fósiles a pagar por las pérdidas y los daños provocados. Una decisión que provocará beneficiar las necesidades de aquellas entidades menos responsables y que son más vulnerables.

Otra de las claves importantes es la eliminación de los combustibles fósiles, un compromiso para realizar una reducción gradual, acelerada y justa de todos ellos. Algo que llama la atención teniendo en cuenta que la cumbre se está celebrando en Emiratos Árabes Unidos y que el presidente de esta edición es el Sultán Al Jaber, CEO de la petrolera estatal [ADNOC](#).

Precisamente con esta eliminación de combustibles fósiles aparecen sobre la mesa diferentes alternativas que podrían ayudar en un futuro no muy lejano. Iniciativas como la energía nuclear, el hidrógeno o el metanol cada vez tienen más peso.



La energía sostenible y los posibles sustitutos a los combustibles fósiles

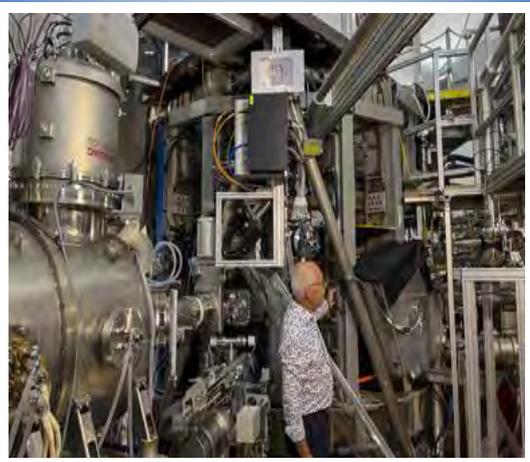
La energía nuclear está siendo una de las protagonistas de esta COP. Más de una veintena de países han acordado triplicar la capacidad actual de la energía nuclear a nivel global para 2050.

Se trata de un acuerdo histórico que viene a poner fin a la demonización de este tipo de energía. Tiene, como todo en la vida, sus pros y sus contras.

La Comisión Europea concedió a esta energía la etiqueta verde. Sin embargo, si echamos la vista atrás, algunos accidentes producidos en algunas centrales han provocado muchas críticas a una energía que ha sido estable, barata y limpia durante décadas. Sin embargo, el miedo siempre existe.

Energía nuclear, “necesaria e imprescindible”

Países, como Alemania o España, son los únicos países del mundo que, teniendo centrales, han decidido rechazar la nuclear y proceder al cierre de sus plantas. El 20% de la energía que se consume en nuestro país proviene de centrales nucleares. Alfredo García, experto en energía nuclear, explica en [La Linterna](#) por qué hay países que apuestan claramente por este tipo de energía, y otros que se niegan: “Muchas veces predomina la ideología frente a la ciencia. La mayoría de países avanzados se están dando cuenta de que la energía nuclear es necesaria e imprescindible. Sin ella será más caro y complicado reducir los gases de efecto invernadero. Hay muchos países que apuestan por esta energía, como China, India o Rusia, que no están en este pacto”.



Hay dos países avanzados que son la excepción en este tema, “uno es Alemania, que ya ha cerrado sus 17 reactores nucleares, y España, que tenemos 7 reactores nucleares que producen el 20% de nuestra energía eléctrica y su sustituto, cuando cierren, será el gas natural y todos sabemos que se contamina cuando se quema gas natural”.

“Está más claro que el agua”, reaccionaba Alfredo a la pregunta de si a negativa al uso de energía nuclear está alejada de razones científicas: “Hay ideología e intereses económicos. Merkel necesitaba el apoyo de los verdes para gobernar y lo que le pidieron fue cerrar centrales nucleares. En España pasa un poco lo mismo. Al final creo que será complicado que se cierren las centrales españolas porque los ciclos combinados tienen sus limitaciones”, señala.

El experto en energía nuclear asegura ser “optimista” y que, finalmente, lo que acabará preponderando será “la ciencia y la divulgación”. La energía nuclear tiene muchas capacidades de producir energía eléctrica baja en emisiones de efecto invernadero. “La energía nuclear no va a ser el sustituto, ella sola, de los combustibles fósiles, pero sí será un complemento esencial para que, entre ella y las energías renovables, puedan conseguir esa reducción de emisiones”, sentencia.

El metanol, “sustituto ideal” en el transporte marítimo

Otra de las grandes alternativas a estos combustibles fósiles es el metanol, un combustible bajo en carbono que puede fabricarse a partir de la gasificación de biomasa y de la electricidad renovable. Precisamente, España es uno de los lugares elegidos para instalar la mayor planta de metanol verde de Europa. Será construida en Huelva y está impulsada por [Cepsa](#).

Joaquín Rodríguez, experto en energía sostenible, muestra en [La Linterna](#) las ventajas del metanol: “Al ser un alcohol se quema con mucha facilidad y, por lo tanto, se puede utilizar en procesos térmicos. Además, es líquido a temperatura ambiente, es muy sencillo de manejar. Se puede utilizar como sustituto de combustibles fósiles en motores que, actualmente, funcionan con gasoil o fuel”.

Uno de los destinos que podría tener este metanol es el del transporte marítimo. Para que te hagas una idea, las emisiones en este sector alcanzaron en 2019 un récord de más de 51 gigatoneladas de dióxido de carbono. Por eso el metanol puede jugar un papel clave: “Entre el sector de transporte pesado -camiones, autobuses, aviones y barcos...- el transporte marítimo representa el 80% de las emisiones de CO2. Es un sector que es muy difícilmente electrificable”.



El metanol también es una alternativa atractiva a los combustibles contaminantes debido a sus propiedades químicas.

Aunque su densidad energética es menor que la de los combustibles fósiles, el metanol tiene propiedades que facilitan su almacenamiento y manejo en comparación con el gas natural licuado y el amoniaco. Por eso Joaquín asegura que el futuro es bastante optimista: “A corto plazo es un sustituto ideal para el tráfico marítimo y con un efecto de descarbonización potentísimo”.

El hidrógeno, una alternativa al gas natural

La tercera de las fuentes de energía sostenibles que podrían acabar con los combustibles fósiles es el hidrógeno, la eterna promesa que, a pesar de su enorme potencial, se trata de un combustible difícil de obtener. En un principio ha sido siempre la panacea de los combustibles alternativos. Tiene la posibilidad de almacenarse en estado gaseoso o líquido y distribuirse a través de gasoductos, pudiendo ser un sustituto del gas natural.

José Ignacio Linares, director la Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética en [Comillas-ICAI](#), explica en La Linterna cuáles son las principales utilidades que se le puede dar al hidrógeno: “Es un combustible, pero el uso más racional -dado que es muy caro de producir-, es reemplazar el hidrógeno, que a día de hoy ya se consume que es una materia prima del sector químico, por ejemplo. En España se consumen 600.000 toneladas de hidrógeno al año en las refinerías y fábricas de fertilizantes”.



El experto apunta que todo este hidrógeno procede de gas natural y carbón, por lo que se podría reemplazar por hidrógeno, ya que ya existe una demanda, y se descarbonizaría mucho. También sería beneficioso para coger experiencia en producir hidrógeno a gran escala y sería más fácil para extrapolarlo a otros sectores. Uno de los mayores inconvenientes del hidrógeno, ahora mismo, es su precio de producción, además de que no hay una demanda clara.

Energía nuclear, hidrógeno y metanol son algunas de las alternativas que cogen cada vez más fuerza para hacer de este mundo un poco más limpio y sostenible.

10.- La CNMC trata de evitar un aluvión de cambio de contratos de luz este enero.

eleconomista.es, 4 de diciembre de 2023.



- Desde el 1 de enero habrá consumidores que deben salir del PVPC.
- El regulador permitirá seguir hasta el vencimiento del contrato.

La Comisión Nacional de Mercados y Competencia quiere evitar un aluvión de cambios de contrato de electricidad el próximo 1 de enero cuando entre en vigor la nueva normativa sobre el [Precio Voluntario del Pequeño Consumidor](#) y un buen número de clientes dejen de poder acogerse a esta modalidad contractual.

La CNMC ha aclarado que se podrá cambiar de compañía cuando finalicen los contratos en vigor para evitar una posible avalancha. La nueva regulación obliga a las pequeñas y medianas empresas -que no sean microempresas- a buscar un nuevo suministrador y podría obligar a cambiar a algunas comunidades de vecinos.

El regulador permitirá que las comunidades de vecinos sigan con el **PVPC** siempre que se corrobore que es para elementos comunes. Para otros colectivos diferentes no podrían beneficiarse de esta tarifa. Para la CNMC, los consumidores que **pierden el derecho a PVPC** y están siendo suministrados por una comercializadora de referencia pueden seguir siendo suministrados por la comercializadora que venía realizando el suministro para evitar la confusión del cliente y reducir cargas administrativas innecesarias.

11.- Red Eléctrica comienza las polémicas obras para la conexión de España y Francia por Euskadi.

cronicavasca.elespanol.com, 5 de diciembre de 2023.

La Dirección General de Política Energética y Minas otorga la Autorización Administrativa Previa, así como la Declaración de Impacto Ambiental, dando luz verde a un proyecto que atravesará los suelos de tres localidades vascas con cables de muy alta tensión

- **Red Eléctrica explica los retrasos de la conexión con Francia por la regulación "garantista".**
- **Sánchez impulsó los permisos del cable submarino entre Gatika y Francia a tres días del 23-J.**

Después de años guardado en un cajón, desde el 27 de junio de **2008**, el proyecto para la **interconexión eléctrica** entre **Francia y España** ha recibido **luz verde por parte del Consejo de Ministros del Gobierno de España**.



Con la aprobación de la Planificación Eléctrica 2021-2026 del pasado mes de marzo, echa a andar este proyecto, calificado como **"prioritario para España"**, y que ha sido declarado **"de interés común"** por la comisión y el parlamento europeos "por su importancia y trascendencia para el **sistema eléctrico europeo**", si bien se ha encontrado con la oposición de los Ayuntamientos de **Gatika, Maruri-Jatabe y Lemoiz** y de la preocupación de los cerca de **4.000 vecinos afectados** de la zona, que se verán condenados a vivir sobre **cables** que transportarán electricidad a **400 kV**, un voltaje que duplica los 220 kV de la alta tensión y que se tipifica ya como **muy alta tensión**.

Este pasado verano, la Dirección General de Política Energética y Minas otorgaba la **autorización administrativa** previa, así como la declaración de impacto ambiental, trámites que les permiten arrancar con el proyecto de interconexión eléctrica España-Francia por el **Golfo de Bizkaia**.

Las obras de **Red Eléctrica**, englobada ahora bajo la marca de **Redeia**, comprende la construcción de una **línea subterránea y submarina** en corriente continua a 400 kV **entre** la localidad vizcaína de **Gatika** y el municipio francés de **Cubnezais**, al norte de Burdeos, lo que conllevará, en suelo vasco, **ampliar la subestación** de Gatika a 400 kV, **levantar** junto a ella una **estación convertidora** de corriente alterna a continua -y su correspondiente línea de alimentación subterránea en corriente alterna de doble circuito a 400 kV-, y **modificar** la **línea aérea** de transporte de energía eléctrica **Gatika-Azpeitia** -en circuito simple de corriente alterna a 400 kV.

Un complejo trazado que ha sido modificado

El primer paso consistirá en la construcción de esa **estación convertidora**, que estará emplazada junto a la subestación eléctrica actual existente en Gatika, donde ya son visibles las labores de **preparación del suelo**. “Los trabajos ya han comenzado y se están llevando a cabo de forma coordinada a ambos lados de la frontera desde el pasado mes de octubre”, según confirma Red Eléctrica a Crónica Vasca, la empresa responsable del proyecto en España.

Así, se ha comenzado por “la **tala** y el **desbroce** del terreno” en el que se construirá la nueva estación, que permitirá convertir la corriente eléctrica continua en alterna. Desde estas instalaciones, indicarán, transcurrirá una **línea** “totalmente **soterrada**”, de **13 kilómetros** de longitud, que atravesará los términos municipales de **Gatika, Maruri-Jatabe y Lemoiz**.

A su llegada a la costa, a la altura de la central nuclear de **Lemoiz**, los dos cables de ida a Francia y los dos cables de vuelta a España que formarán parte de esta línea que se sumergirá en las profundidades del Océano Atlántico, volverán a tocar tierra en la localidad francesa de **Seignosse**, que se verá atravesada, al igual que **Hossegor**, y Capbreton, lo que exigirá asfaltar las dunas de sus playas, talar parte de sus pinares y **rodrear** zonas residenciales y escuelas antes de sumergirse por tercera vez bajo el agua para subir de nuevo a la superficie hasta alcanzar la futura estación convertidora que **Red de Transporte Eléctrico (REE)** -la homóloga de Red Eléctrica en Francia- ha comenzado a construir en **Cubnezais**.



En total, el enlace eléctrico del Golfo de Bizkaia obligará a extender **400 kilómetros** de **cableado** capaz de transportar electricidad a muy alto voltaje, a 400 kV de potencia, siguiendo un complejo trazado que suma 100 kilómetros subterráneos y 300 kilómetros subacuáticos. A pesar de la **complejidad** de esta conexión, que ha visto **modificado** su **trazado** desde sus inicios, **España y Francia** defienden el **interés** en seguir adelante con este proyecto porque, señalan, posibilitará intercambiar **energía verde** -energía eléctrica procedente de fuentes renovables de España y energía nuclear de Francia- de forma más rápida y económica, pero, además, permitirá a España entrar en el resto de **Europa**.

A su paso por Euskadi

El proyecto para la interconexión eléctrica que unirá España y Francia ha elegido Euskadi como lugar para recibir, transformar y repartir toda la energía generada y recibida entre ambos países por su cercanía a la costa y por toda la infraestructura con la que ya contaba de base. Hay que recordar que, aunque la central nuclear de Lemoiz se cerró en 1984, la infraestructura que fue instalada en el entorno, como son los cables y torres de alta tensión que se colocaron a lo largo de 19 kilómetros, desde la costa hasta Gatika, localidad en la que se construyó una subestación eléctrica para transportar esa energía, siguen manteniéndose a día de hoy.

Es curioso que nunca llegasen a utilizarse pero que, casi cuarenta años después, hayan seguido en pie, a la espera de nuevos usos, como el proyecto de establecer una planta de producción de energía a partir de gas en las instalaciones de la central nuclear, pero finalmente ésta será transformada en una piscifactoría, según ha anunciado el Gobierno vasco.

Sin embargo, finalmente no se utilizarán ni los cables ni las torres de alta tensión ni tampoco la subestación eléctrica ya existente. Tal y como han confirmado desde Red Eléctrica, será necesario construir una estación convertidora de electricidad y, las dos líneas aéreas de cables y torres de alta tensión actuales serán retiradas y se sustituirán por unos cables nuevos que serán enterrados bajo la superficie.



Muy alta tensión bajo núcleos residenciales

Y, aunque Red Eléctrica asegura que “el trazado evita en todo momento núcleos urbanos y carreteras, tratando de aprovechar pistas y caminos forestales”, al mismo tiempo advierte de que “tanto el cruce de carreteras y de ríos como su aterraje en el mar se realizarán mediante la técnica de perforación dirigida”, a fin de provocar una menor invasión en los suelos afectados, y, además, dicha compañía plantea un mapa donde los cables que transportarán energía eléctrica de muy alto voltaje, de 400 kV de potencia, afectan a tres poblaciones: Lemoiz, Maruri-Jatabe y Gatika.

Un total de 3.900 vecinos se verán afectados por este trazado, que rodeará sus casas, colegios y otros equipamientos, y discurrirá bajo terrenos privados, carreteras, montes y ríos, lo que lo convierte en una infraestructura cargada de polémica y que se ha encontrado con la oposición de los Ayuntamientos y los vecinos de la zona.

12.- Acciona se adjudica un contrato de 850 millones para una de las mayores líneas de transmisión eléctrica en Australia.

larazon.es, 5 de diciembre de 2023.

La compañía construirá 227 kilómetros de líneas aéreas de transmisión de 500 kV en Nueva Gales del Sur.



Acciona, junto a su socio local Genus, ha sido **seleccionada por** Transgrid, gestor público de la red de Nueva Gales del Sur (Australia), **para la construcción del tramo este de la línea de transmisión eléctrica de HumeLink, según ha informado la compañía. El proyecto, de 850 millones de euros, es uno de los mayores de infraestructuras energéticas del país, y supondrá el diseño y construcción de 227 kilómetros de líneas aéreas de transmisión de 500 kV desde Bannaby hasta Tumut, con 467 torres, y la mejora de la subestación de 500 kV de Bannaby.**

la zona sur de Nueva Gales del Sur y los principales centros de carga del estado (Sídney, Newcastle y Wollongong), reforzar la estabilidad y confiabilidad de la red de transmisión eléctrica y facilitar la transición de la red a nuevas fuentes de generación”, según asegura la compañía española.

HumeLink ofrecerá una **red más económica, más fiable y sostenible** al aumentar la cantidad de energía renovable que se puede distribuir a través de la red eléctrica nacional, ayudando a la transición de Australia hacia un futuro con bajas emisiones de carbono. Además, el proyecto **creará más de 1.600 empleos en la construcción de la nueva red.**

El contrato de HumeLink está estructurado en dos fases, y a la espera de las aprobaciones reglamentarias y de la decisión final de inversión, los primeros trabajos comenzarán inmediatamente y finalizarán a mediados de 2024, incluyendo el diseño detallado, las investigaciones, las adquisiciones y la movilización del proyecto. La segunda fase comprende los trabajos principales de construcción y comenzará una vez que se hayan concedido todas las aprobaciones del proyecto y se haya tomado la decisión final de inversión, lo que se espera que ocurra en julio de 2024.

Acciona cuenta con más de veinte años de experiencia en el diseño y construcción de redes de transmisión y subestaciones eléctricas de diferentes tamaños, desde instalaciones de baja tensión hasta líneas y subestaciones tanto en España como en el resto del mundo, en países como Kenia, México o Perú.

Junto a Acciona, otra compañía española, **ACS, a través de su filial Cimic, ha sido seleccionada para la construcción del tramo oeste de la misma infraestructura** mediante otro contrato de similar cuantía al de la empresa que lidera José Manuel Entrecanales.

13.- El Gobierno se replantea el impuesto a los beneficios extraordinarios de las energéticas tras las quejas de Repsol y Endesa.

cincodias.elpais.es, 5 de diciembre de 2023.

La vicepresidenta tercera, Teresa Ribera, señala que “es importante determinar si siguen existiendo o no” esas ganancias. Las petroleras habían paralizado inversiones por 16.500 millones.



El Gobierno se replantea el impuesto creado para gravar temporalmente los beneficios extraordinarios de las energéticas por el incremento de los precios de la energía. “Es importante determinar si siguen existiendo o no esos beneficios extraordinarios que intentaban ser identificados en esa figura”, ha comentado a la agencia EFE la vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera. Desde Dubái, donde participa en la COP28, Ribera ha destacado que “ya no estamos hablando de beneficios extraordinarios, estamos hablando de otra cosa”, lo que abre la puerta a favorecer las grandes inversiones “verdes” por parte del sector privado.

La responsable de Transición Ecológica ha hecho un guiño a las empresas del sector al destacar que “es imprescindible una reinversión masiva para la transformación del sistema energético” y que cuanto antes se logre hacer esa transición, “más estables, predecibles, limpios y asumibles serán los precios de la energía”.

En ese sentido, Ribera ha asegurado que el Gobierno está analizando “cuáles son las referencias fácticas, cuáles son las necesidades y cuál es la mejor manera técnicamente de resolver este asunto”. En este aspecto, confía en encontrar un balance “justo” respecto al “reparto de beneficios y costes”. “Si hay un incremento importante de los beneficios de las ganancias eso requiere una reacción”, ha afirmado la vicepresidenta tercera del Gobierno. En ese sentido, los comentarios de Ribera no se apartan **del acuerdo de legislatura entre las formaciones lideradas por Pedro Sánchez y Yolanda Díaz**. “Revisaremos los gravámenes sobre la banca y las empresas energéticas con el objetivo de readaptarlos y mantenerlos una vez que expire su periodo de aplicación actual”, reza el texto firmado a finales de octubre,

Este cambio de postura del Ejecutivo llega después de que grandes energéticas como Repsol amenazaran con llevarse inversiones fuera del país. Concretamente, la compañía dirigida por Antonio Brufau amagó la semana pasada con trasladar inversiones relacionadas a hidrógeno por valor de 1.500 millones a Francia y Portugal, por la “inestabilidad” fiscal de España. “La falta de estabilidad en el marco regulatorio y fiscal podría condicionar nuestras futuras inversiones en nuestros proyectos industriales en España. Así que, antes de tomar una nueva decisión final de inversión para cualquier inversión en el país, analizaremos si las condiciones requeridas son estables y son suficientemente atractivas para garantizar la rentabilidad de esos proyectos”, había sentenciado el consejero delegado de la petrolera, Josu Jon Imaz, en su llamada con inversores a mediados de octubre.

Sin embargo, Repsol no fue la única firma en hacer públicas sus quejas. Las seis mayores petroleras en el país, incluida Repsol, advirtieron a comienzos de noviembre que el gravamen extraordinario condiciona “la capacidad de generar nuevas inversiones”. Incluso, la patronal llegó a cifrar en 16.500 millones las inversiones que podrían pausarse o paralizarse en caso de que **la propuesta del PSOE y Sumar de mantener el gravamen se haga realidad**.

Por su parte, Iberdrola lleva desde mediados de año reclamando por un marco regulatorio estable. “Pagamos más impuestos que el beneficio que tenemos. Las energéticas no solo pagamos impuestos sociales, pagamos también muchísimos otros. Tenemos que tener cuidado con convertir la transacción energética en una caja recaudadora”, comentó Mario Ruiz-Tagle, consejero delegado de Iberdrola en España, en el 45 aniversario de **CincoDías**.

Endesa fue una de las pocas grandes del sector en acertar en su mirada al futuro. La energética daba por hecho en la presentación de su nuevo plan estratégico que los tributos extraordinarios a las energéticas no se iban a mantener más allá de 2024. Jose Bogas, consejero delegado de Endesa, había adelantado que “está absolutamente claro que si queremos invertir la enorme cantidad de dinero que se necesita (..) necesitamos *cash*. Y en nuestra opinión no tiene sentido pagar esto”, en relación a los impuestos en discusión.

Por su parte, el mercado descontaba que el Gobierno extendería el gravamen. En una nota, el gigante estadounidense Goldman Sachs estimaba que el Gobierno buscaría prolongar el impuesto sobre la banca y energéticas con el fin de mantener la senda de consolidación fiscal.

En el frente político, las palabras de la vicepresidenta tercera del Gobierno llegan poco después de que el PNV expusiera sus críticas a cualquier intento por mantener el impuesto sobre las energéticas. El presidente del partido, Andoni Ortuzar, se pronunció directamente sobre esta cuestión en una entrevista en *El Correo*: “Lo que está claro es que tal y como está ese gravamen es una mercancía averiada”.

Medidas de ayuda

En relación a la posibilidad de ampliar las medidas aprobadas para paliar los efectos de la crisis energética sobre las familias que vencen a fin de año, Ribera ha considerado “capital” garantizar la cobertura de los consumidores más vulnerables por renta. Entre estas ayudas se encuentra el **bono térmico y el bono social eléctrico**.

En lo que respecta al resto de ciudadanos al que se ampliaron las ayudas (clase media), habrá que ver si las medidas “tienen todas sentido o si hay aspectos que se pueden ir modulando”. “Ese es un ejercicio que estamos haciendo a nivel técnico entre los distintos ministerios”, ha añadido.

14.- Red Eléctrica contará con 609 MW de consumo en 2024 para gestionar la demanda en caso de necesidad.

elperiodicodelaenergia.com, 5 de diciembre de 2023.

Los adjudicatarios serán retribuidos con un precio marginal de 40,82 euros por cada MW asignado y hora.



Red Eléctrica contará con un total de 609 megavatios (MW) de potencia de las comercializadoras y los consumidores con participación directa en el mercado, para poder gestionar la demanda en caso de necesidad, un 23% más con respecto al año pasado, en el que contó con casi 500 MW, tras la **segunda subasta del servicio de respuesta activa de la demanda.**

En esta **segunda subasta**, se han presentado un total de **19 proveedores** que han remitido sus ofertas a través del sistema de información del operador del sistema (e-sios). Los adjudicatarios serán retribuidos con un **precio marginal de 40,82 euros por cada MW** asignado y hora por su disponibilidad para reducir su consumo en los periodos horarios establecidos, informó el operador del sistema.

Por otro lado, cada activación del servicio será retribuida al precio de la **regulación** terciaria correspondiente a esos periodos de activación.

La subasta de Red Eléctrica

Este servicio de balance, que sustituyó al anterior mecanismo de interrumpibilidad, está previsto en la normativa vigente para garantizar el equilibrio necesario entre generación y demanda.

Así, puede aplicarse en aquellas situaciones puntuales en las que se identifique que el sistema no cuenta con recursos suficientes para mantener el nivel adecuado de reserva del sistema.

A través de la **subasta**, los adjudicatarios se comprometen a reducir su consumo con una duración máxima de tres horas al día por proveedor y con un preaviso de al menos 15 minutos. El periodo de aplicación resultante de esta subasta comprende entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2024.

En concreto, en el servicio participan comercializadoras y consumidores con una demanda de al menos 1 megavatio (MW) y, por tanto, no aplica ni a consumidores domésticos ni a las pequeñas empresas.

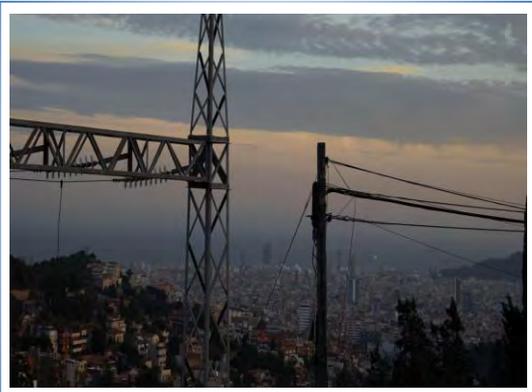
Red Eléctrica, como operador del sistema eléctrico, lleva años impulsando la participación de la demanda en los servicios de ajuste porque es una herramienta que ofrece una mayor flexibilidad a la operación del sistema e impulsa el proceso de descarbonización.

Países como **Francia, Portugal y Reino Unido** cuentan también con distintos mecanismos específicos para la demanda que permiten aprovechar estos recursos para cubrir las necesidades de flexibilidad.

15.- El Gobierno reconoce riesgo de apagones si se cierran los ciclos combinados.

eldebate.com, 5 de diciembre de 2023.

El parque actual de generación de ciclo combinado no puede recuperar sus costes fijos, por lo que gran parte de este parque acabaría siendo retirado de la operación y funcionamiento.



El **Ministerio para la Transición Ecológica** ha enviado a la Comisión Europea un *Plan de Implementación* en el que reconoce abiertamente el riesgo de **apagones** ante la falta de rentabilidad de los ciclos combinados –que acabarán siendo retirados del funcionamiento–, de interconexiones y de almacenamiento.

El Ministerio ha iniciado los trámites para la puesta en marcha de un mecanismo de **pagos por capacidad** en el sistema eléctrico que implicará una serie de ayudas a las **centrales de ciclo combinado** para que sigan operativas pese a la fuerte caída de ingresos que ya les está provocando la mayor presencia de energías **renovables**.

Como se señala en el documento, España cuenta en la actualidad con algo más de 121 gigavatios (GW) de potencia instalada a nivel nacional. Se distribuye entre diferentes tecnologías, pero la producción renovable juega un papel cada vez más predominante (actualmente, el 23,2 % de esta generación corresponde a tecnología **eólica**, en torno al 11,3 % a **hidráulica** convencional y bombeo y más del 14,4 % a tecnología **fotovoltaica**).

Este parque de generación se enfrenta a un proceso de transformación sin precedentes guiado por las directrices establecidas en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima** (PNIEC), que está actualmente en revisión.

El objetivo es alcanzar el 81 % de energías renovables en la generación eléctrica en 2030, algo que irá acompañado del desmantelamiento gradual y programado de determinadas tecnologías de producción eléctrica.

La mayor disponibilidad de recursos renovables permitirá desplazar de los procesos marginales de casación a las tecnologías emisoras con mayores costes de explotación, lo que en última instancia redundará en una **reducción de los precios de la electricidad**. No obstante, las tecnologías de respaldo seguirán desempeñando un papel crucial en el proceso de **descarbonización** de la economía. De hecho, dichas centrales serán esenciales para contrarrestar el carácter intermitente inherente a algunas de las tecnologías renovables más predominantes (eólica y fotovoltaica).

Por ejemplo, el proceso de planificación prevé el mantenimiento de los aproximadamente 27 GW de **centrales de ciclo combinado** actualmente en funcionamiento para 2030. Esta tecnología, junto con otras (principalmente el despliegue del almacenamiento en su sentido más amplio), es necesaria para garantizar un adecuado nivel de **seguridad de suministro**, dado el carácter gestionable de estas instalaciones. Aportan robustez y flexibilidad al sistema eléctrico en su conjunto.

Muchas de estas instalaciones tienen en la actualidad un **factor de carga** (capacidad de producción de energía) reducido, lo que las sitúa en una posición comprometida desde el punto de vista de su viabilidad económica. Sin embargo, teniendo en cuenta el mencionado proceso de integración renovable, es previsible que la situación de estas instalaciones empeore: solo entrarán en funcionamiento en determinadas épocas del año, cuando no haya disponibilidad de recursos renovables.

España presenta además una serie de características endógenas, entre las que destaca un bajo nivel de **interconexiones** con el continente europeo, lo que limita la capacidad de aprovechar las ventajas de firmeza que puede proporcionar la generación situada más allá de la frontera.

En este contexto, es posible afirmar que existe una preocupación de **suficiencia** que se pone de manifiesto no solo mediante el análisis cualitativo anterior, sino también en el estudio de suficiencia de recursos nacionales elaborado por ENTSO-E (la **Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad**).

Este análisis permite concluir que **la disponibilidad real de recursos de generación es insuficiente para cubrir las necesidades de suministro eléctrico en España** en condiciones óptimas. El parque actual de generación de ciclo combinado no puede recuperar sus costes fijos, por lo que gran parte de este parque acabaría siendo retirado de la operación y funcionamiento, algo que inevitablemente conduciría a un problema de suficiencia.

Por este motivo, según se refleja en el informe, mientras permanezcan latentes determinadas características estructurales del sistema eléctrico, resulta imprescindible articular instrumentos regulatorios que salvaguarden la disponibilidad de los ciclos combinados.

Para ello se han iniciado los trámites para la puesta en marcha de un mecanismo de **pagos por capacidad** en el sistema eléctrico peninsular español. Supondrá una serie de ayudas a las centrales de ciclo combinado para que sigan operativas pese a la fuerte caída de ingresos que ya les está provocando la mayor presencia de energías renovables.

La **Unión Europea** ha abierto un proceso de consulta pública sobre este Mercado de Capacidad que permanecerá abierto a comentarios hasta el próximo 22 de diciembre.

16.- Multa histórica de 6,1 millones a Endesa tras descubrirse el tráfico de bases de datos de sus clientes.

eldebate.com, 6 de diciembre de 2023.

La compañía ha asegurado que impugnará la resolución de la Agencia de Protección de Datos «hasta la última instancia».

Multa histórica a Endesa por una brecha de seguridad que acabó con los datos personales de sus clientes vendidos en anuncios a través de Facebook. La Agencia Española de Protección de Datos ha impuesto a la compañía una sanción por valor de 6,1 millones de euros, la mayor impuesta hasta la fecha a una eléctrica.

En agosto de 2021 se detectaron varios anuncios de Facebook que anunciaban la venta de credenciales para acceder a la plataforma de Endesa que contiene datos básicos y relativos al punto de suministro. El 17 de enero de 2022 se volvería a encontrar otro anuncio con características similares a los anteriores en el que se informa de la venta de bases de datos de clientes de energía y gas. No sería hasta el 8 de febrero cuando la compañía encontraría coincidencias con su sistema CRM.



En estos anuncios, los hackers ofrecían lotes de bases de datos con información **de entre 50.000 y 200.000 clientes** de la compañía en los que incluían el nombre, el DNI, la dirección completa y los móviles de contacto.

En total, Endesa calcula que esta brecha habría afectado a los datos de **unas mil personas** por un incidente del que acusa a un empleado de haber abusado de privilegios «para extraer, reenviar o copiar datos personales». Estos clientes no serían informados al «no existir un riesgo alto para sus derechos y libertades».

Tras la filtración, la compañía procedió al reseteo de las contraseñas de los usuarios afectados y deshabilitó las sesiones simultáneas a la plataforma para evitar el acceso de dos o más personas. Además, se solicitó la baja de los anuncios de Facebook donde se ofrecía la venta de dichos usuarios. Finalmente, el 1 de abril de 2022 se envió una carta a los afectados alertándoles de la detección de «un posible acceso indebido a determinados sistemas comerciales de Endesa Energía».

Endesa asegura que únicamente transcurrieron 24 horas desde que se tuvo conocimiento de la violación de datos y la notificación a la AEDP y que no sacó beneficios de la brecha, sino que «ha sido la clara perjudicada puesto que ha visto como terceros a la organización accedían a sus sistemas y a los datos en ellos con una finalidad ilegítima».

«Grave falta de diligencia»

No obstante, la AEDP señala que Endesa ha mostrado una «grave falta de diligencia», ya no solo con el expediente, «sino con toda la documentación obrante». «La conducta de Endesa ha sido **gravemente negligente** en tanto tardó meses en resetear o eliminar los usuarios comprometidos, lo que permitió que durante meses se pudiera acceder a los datos personales obrantes en los sistemas de Endesa y se dieran de alta usuarios de forma fraudulenta», añade.

Asimismo, considera que los datos **de hasta 6,5 millones de clientes** estuvieron disponibles para la consulta de terceros ajenos a la compañía.

En definitiva, la AEDP resuelve la imposición de cinco multas por un valor total **de 6,1 millones de euros** por diferentes infracciones de los artículos 5, 32, 33, 34 y 44 del Reglamento General de Protección de Datos, una sanción histórica para una eléctrica.

Impugnación

Fuentes de Endesa han confirmado que van a impugnar la resolución de la AEDP hasta sus últimas instancias al considerar que «se han ignorado nuestras alegaciones y pruebas presentadas durante el procedimiento administrativo» que acreditarían que algunas de las conductas imputadas **«carecen de fundamento»**, así como que la compañía tomó medidas tan pronto como tuvo conocimiento del incidente.

Además, la empresa considera que «no existe en España un precedente comparable que justifique la desproporcionalidad de la sanción propuesta».

17.- El Gobierno acumula un retraso de 5 años para pagar la inversión en redes a Iberdrola, Endesa y Naturgy.

economiadigital.es, 7 de diciembre de 2023.

Las redes de distribución serán esenciales para el desarrollo renovable, por eso las compañías necesitan certidumbre regulatoria.



Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica necesitarán invertir importantes cantidades de dinero la próxima década. Las redes deben ser capaces de anticipar la demanda para impulsar la electrificación. Sin embargo, **Iberdrola, Endesa y Naturgy** no están siendo liquidadas en tiempo por su inversión realizada.

Por su condición de monopolio, las redes de distribución están en pocas manos y se sufragan a través de un marco retributivo con dinero público que ejecuta el Gobierno. En paralelo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la encargada de aprobar las resoluciones de retribución. Ambas cosas no están sucediendo.

«El devengo y el cobro de la retribución generado por instalaciones distribución puestas en servicio el año 'n' se iniciará desde el 1 de enero del año n+2». Esto significa que Iberdrola, Endesa y Naturgy deberían cobrar por sus inversiones dos años después de haberlas hecho.

Para las empresas ya supone un problema esta situación puesto que están adelantando una inversión para adaptar las redes sin saber cómo será finalmente el marco retributivo.

Todo esto va un paso más allá, y ese 'n+2' se convierte en casi un 'n+5', según confirman diversas fuentes del sector a ECONOMÍA DIGITAL. **El regulador va con retraso a la hora de aprobar las resoluciones anuales, y eso hace que el Gobierno no ejecute los pagos.**

La retribución de 2020, sobre las inversiones que se hicieron en 2018, tiene la resolución todavía en elaboración. De aprobarse este año, por tanto, habría un decalaje de cinco años. Esta situación no significa que los pagos no se estén haciendo. A las empresas se les va liquidando a cuenta en base a la última aprobada, y luego ajustan con la resolución anual.

Un problema ante el 'boom' renovable

El gran problema de esta situación es que el retraso genera una incertidumbre al mercado y las empresas que no es bueno para el sector. Iberdrola, Endesa y Naturgy, en estos momentos saben que tiene un tope de inversión, y que necesitarían libertad para invertir más, pero no conocen cuál será el marco retributivo.

Voces del sector estiman que debería existir un reconocimiento de las inversiones de manera ágil. Sobre todo, porque la explosión renovable se espera para 2025, y para entonces habría que tener realizado el diseño de los proyectos de infraestructura de red.

El retraso en la elaboración de las circulares, el reconocimiento de la inversión y su pago, lo único que provoca es una ralentización en la ejecución de los planes.

¿Se puede desatascar la situación?

Otro problema para las empresas es que todo entra en el orden administrativo correcto. **No existe margen para la reclamación.** Lo único que pueden impugnar Iberdrola, Endesa y Naturgy son las resoluciones en caso de que no se reconozcan las inversiones.

Lo que sucede es que si todavía no existen dichas resoluciones, debido a ese retraso que acumula el regulador, no se puede reclamar nada.

Las tres grandes distribuidoras deben acometer las inversiones, en planes que tardan varios años en ejecutarse, sin saber si finalmente se les liquidará todo lo invertido. Pero el contexto ha cambiado, la traída descarbonización requiere, precisamente, se una fuerte electrificación. Algo que solo puede darse con unas redes que soporten el 'boom' renovable.

Un tope cuestionable

El gran problema de las redes, no obstante, siguen siendo el tope a la inversión que tan poco agrada a las empresas. Iberdrola, Endesa y Naturgy, como principales compañías en el segmento de la distribución, no pueden invertir de manera conjunta más del 0,13% del PIB anual en redes. Esto, por ejemplo en 2022, dejó esa cifra en 1.750 millones de euros. El sector en su conjunto cree que ese límite debe ser revisado.

Distintas fuentes del sector consultadas por ECONOMÍA DIGITAL aseguran que el apetito inversor de las empresas de distribución se elevaría por encima de los 3.000 millones de euros.

En este contexto, Iberdrola, Endesa y Naturgy estarían dispuestas a invertir más de 1.700 M€ adicionales a los que ya invierten para mejorar y reforzar sus redes.

18.- Avanza la “arabización” de Iberdrola.

energías-renovables.com, 7 de diciembre de 2023.



Masdar (empresa propiedad de la petrolera estatal de Abu Dabi) ha firmado con la compañía Iberdrola (cuyo mayor accionista es el fondo soberano de Catar, Qatar Investment Authority) un acuerdo estratégico para "coinvertir" 15.000 millones de euros "en eólica marina e hidrógeno verde en Alemania, Reino Unido y Estados Unidos". Iberdrola vendió su emblemático parque eólico marino Balti Eagle a Masdar el mes pasado (por 375 millones de euros) y ya ha adelantado que la participación de la empresa estatal de Abu Dabi en otro de sus parques eólicos más ambiciosos, East Anglia 3, "podría alcanzar el 49%".

Iberdrola y **Masdar**, grupo empresarial estatal de Abu Dabi, han anunciado en la Cumbre Mundial del Clima que tiene lugar estos días en Dubái, la capital de ese emirato, un "acuerdo estratégico" para invertir conjuntamente hasta 15.000 millones de euros. A partir de ahora -informa la empresa que preside José Ignacio Sánchez Galán-, las dos compañías irán evaluando el desarrollo de nuevos "proyectos eólicos marinos y de hidrógeno verde en Alemania, Reino Unido y Estados Unidos". La firma del acuerdo se produce -explican desde Iberdrola- tras el "exitoso acuerdo de coinversión ya en marcha en Baltic Eagle, en Alemania" (la "coinversión" a la que se refiere Iberdrola es en realidad la venta, por su parte, el mes pasado, del 49% de Baltic Eagle, a la misma Masdar, **que desembolsó 375 millones de euros**). Volviendo al "acuerdo estratégico" ahora suscrito, el primer hito del mismo será "coinvertir [Iberdrola no concreta cantidades] en el proyecto eólico marino británico East Anglia 3, de 1.400 megavatios (MW), que se encuentra en la fase final de negociación y podría firmarse a finales del primer trimestre de 2024". La participación de Masdar en este parque -adelanta la eléctrica- podría alcanzar el 49%.

East Anglia 3 se encuentra ya en construcción y está previsto entre en funcionamiento en el cuarto trimestre de 2026. En julio de 2022, Iberdrola firmó contratos por diferencias (CxD) con el Gobierno de Reino Unido para la venta de energía del parque a un precio que se irá incrementando en función de la inflación. La empresa estima que el parque será capaz de suministrar electricidad a más de 1,3 millones de hogares británicos.

Más allá de la transacción de East Anglia 3, ambas compañías se comprometen mediante este acuerdo a trabajar "para invertir conjuntamente" en futuros proyectos eólicos marinos y de hidrógeno verde "en Europa y otros mercados". En ese sentido, Iberdrola adelanta que "ya se está trabajando en identificar otras oportunidades y se prevé que el valor total de la inversión en eólica marina e hidrógeno verde alcance los 15.000 millones de euros".

El "acuerdo estratégico" ha sido anunciado en Dubái, capital de Abu Dabi, en el marco de la vigésima octava Conferencia de las Partes (Conference of Parties, [CoP28](#)) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Preside esta CoP el ministro de Industria de Abu Dabi, Sultan Al Jaber (en el centro de la foto). Al Jaber es el hombre fuerte -director ejecutivo- de ADnoc, la empresa estatal de petróleo y gas de los Emiratos Árabes Unidos.

La designación del país como sede de esta Cumbre Mundial del Clima y la elección de Al Jaber, director ejecutivo de una poderosa petrolera (ADnoc), como presidente de esta CoP desataron hace ya meses toda una [ola de críticas](#) en muchas de las "partes" de esta Conferencia, críticas que arrecian estos días y que van desde denuncias sobre ["el pésimo historial de derechos humanos"](#) del país hasta la posibilidad de que la CoP acabe convertida en una gran feria-lavadora de imagen (greenwashing) para "petroestados" como Abu Dabi (o su vecino Catar), o compañías energéticas del sector del oil&gas (combustibles fósiles). Masdar por ejemplo acaba de anunciar otro [acuerdo, con la petrolera francesa TotalEnergies](#), en este caso de colaboración en materia de metanol "verde".

José Ignacio Sánchez Galán, presidente de Iberdrola: "combinar nuestra experiencia en renovables y nuestra solidez financiera con las de Masdar nos permitirá desarrollar más rápidamente y de forma más competitiva y segura más megavatios de energía limpia. Nos complace ampliar nuestra alianza con un socio líder y con vocación a largo plazo como Masdar, que ya está dando como fruto la instalación de un nuevo parque eólico marino en Alemania, al Reino Unido y a todo el mundo"

Sultan Al Jaber, ministro de Industria y Tecnología Avanzada de los Emiratos Árabes Unidos, presidente de Masdar y presidente de la CoP28: "damos la bienvenida a esta alianza en la que dos pioneros mundiales de la energía limpia, Masdar e Iberdrola, se unirán para utilizar su experiencia y recursos para promover las energías renovables en Europa y en todo el mundo. En la COP28, sabemos que el mundo debe triplicar la capacidad global de energía renovable para 2030 para mantener 1,5 °C a nuestro alcance. Asociaciones sólidas como la que hoy mantienen Masdar e Iberdrola nos impulsarán hacia este objetivo"

Mohamed Jameel Al Ramahi, director ejecutivo de Masdar: "estamos encantados de trabajar una vez más con nuestro socio estratégico, Iberdrola, mientras exploramos el desarrollo de uno de los parques eólicos marinos más grandes de Reino Unido y otros proyectos en Europa. Con abundantes recursos eólicos, Reino Unido y Europa son los principales mercados para Masdar. Dado que nuestro objetivo es 100.000 megavatios para 2030, Masdar se centra en desarrollar proyectos innovadores desde las primeras etapas para fortalecer nuestra experiencia en energía eólica marina. Llevamos trabajando en el Reino Unido durante más de una década, siendo pioneros en proyectos emblemáticos, incluido [el primer parque eólico marino flotante del mundo](#). En la CoP28, mientras el mundo busca triplicar la capacidad de energía renovable para asegurar un futuro más verde, proyectos como el parque eólico marino East Anglia 3 de 1.400 MW muestran cómo podemos crear empleos, proporcionar energía a los hogares y reducir las emisiones"

Los protagonistas

Iberdrola declara 41.000 megavatios (MW) de energías renovables en operación y 1,2 millones de kilómetros de redes en todo el mundo. La compañía que preside José Ignacio Sánchez Galán asegura tiene proyectos eólicos marinos "en construcción" por valor de más de 10.000 millones de euros "que van avanzando según lo planeado, todos ellos con la financiación y la cadena de suministro aseguradas". Y siempre según reza el comunicado difundido por la empresa, "ya está en marcha en los Estados Unidos la instalación de turbinas" en el proyecto Vineyard Wind 1, de ochocientos megavatios, que está llamado a ser "el primer parque eólico marino a escala comercial del país" y que se prevé comience a generar energía "de forma inminente".

En julio de este año, Iberdrola conectó a la red eléctrica el parque eólico marino de Saint-Brieuc, en Francia, primer proyecto eólico marino a gran escala de la región de Bretaña. Además, está en construcción el parque eólico Baltic Eagle en Alemania, que estará operativo en 2024. Está también previsto que East Anglia 3 en Reino Unido y Windanker en Alemania comiencen a producir en 2026.

Estos proyectos se sumarán a los 1.258 MW de eólica marina ya operativos, que incluyen los parques de West of Duddon Sands en el Mar de Irlanda, Wikinger en el Mar Báltico alemán y East Anglia ONE en la parte meridional del Mar del Norte. La inversión declarada por Iberdrola en estos proyectos alcanza los 4.000 millones de euros.

Los **principales accionistas** de Iberdrola son el fondo soberano de Catar (Qatar Investment Authority), el fondo estadounidense Black Rock Inc y el banco público noruego Norges Bank.

La firma renovable de un petroestado

Establecida en 2006, **Masdar** ha estado invirtiendo en proyectos de energía limpia en Reino Unido y Europa desde 2013, "incluidas -recalcan desde la empresa- importantes inversiones en el sector de almacenamiento de energía en baterías, clave para superar los problemas de intermitencia". El año pasado, Masdar adquirió Arlington Energy, con sede en Londres, un desarrollador de sistemas de almacenamiento de energía en baterías que, según su perfil corporativo, ha puesto en funcionamiento más de 170 MW de activos.

Frente a la costa de Escocia, Masdar ha desarrollado el primer parque eólico marino flotante del mundo, el proyecto Hywind, de treinta megavatios (30 MW), que produce electricidad desde 2017. Masdar entró en Hywind de la mano de la compañía petrolera estatal noruega **Statoil, impulsora originaria del proyecto**. La compañía nórdica se deshizo del "oil" de su denominación en 2018 para rebautizarse como Equinor. El estado de Noruega, por cierto, es el tercer mayor accionista de Iberdrola.

Hace una década, Masdar y sus socios lanzaron el parque eólico marino London Array de 630 MW, el más grande del mundo en ese momento. La División Global de Energía Eólica Marina de Masdar tiene su sede en Londres y la compañía está siguiendo una estrategia de unirse a proyectos a gran escala en las primeras etapas para fortalecer aún más su experiencia como desarrollador de energía eólica marina.

Masdar es propiedad conjunta de Abu Dhabi National Oil Company (ADnoc), Mubadala Investment Company (Mubadala) y Abu Dhabi National Energy Company (TAQA). La compañía ha anunciado su intención de desarrollar una cartera de energía renovable de al menos cien gigavatios (100 GW) para 2030 y una capacidad anual de producción de hidrógeno verde de hasta un millón de toneladas para el mismo año.

19.- Iberdrola consigue el contrato para suministrar energía “verde” a Metro de Madrid por 395 millones.

energías-renovables.com, 7 de diciembre de 2023.



En concreto, la energética se ha hecho con los cinco lotes que había puesto en juego la Comunidad de Madrid para los puntos de suministro alimentados en alta y baja tensión del Metro de Madrid para el período 2024-2028, a pesar de que también habían mostrado interés en la licitación las eléctricas Endesa, Total y Audax, pero sin presentar oferta para el contrato. La electricidad en alta tensión, que es la que se utiliza para transportar la corriente a grandes distancias, es la de mayor consumo de la red, llegando al 97,5% del total y, además de alimentar a todas las instalaciones de las estaciones, también se transforma para su uso en los trenes.

Iberdrola se ha adjudicado el suministro de energía eléctrica con garantía de origen procedente de fuentes de energía renovables para Metro de Madrid por un importe total de unos 395 millones de euros durante los próximos cinco años. En concreto, la energética se ha hecho con los cinco lotes que había puesto en juego la Comunidad de Madrid para los puntos de suministro alimentados en alta y baja tensión del Metro de Madrid para el período 2024-2028, a pesar de que también habían mostrado interés en la licitación las eléctricas Endesa, Total y Audax, pero sin presentar oferta para el contrato.

La electricidad en alta tensión, que es la que se utiliza para transportar la corriente a grandes distancias, es la de mayor consumo de la red, llegando al 97,5% del total y, además de alimentar a todas las instalaciones de las estaciones, también se transforma para su uso en los trenes. En el caso de la energía de baja tensión, la que se genera para consumo propio, la empresa pública la utiliza para alimentaciones secundarias y algunas oficinas, según informa Europa Press. Sumando ambos tipos, gracias a la adopción de medidas para aumentar la eficiencia energética, en los próximos años se prevé una reducción del consumo anual de en torno a 1,1 millones de kilovatios/hora, según datos de Metro de Madrid.

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