www.sie.org.es | sie@sie.org.es | @SIE_Energia

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 red eléctrica del Sur de España se queda corta: 8 de cada 10 proyectos son rechazados.

Elconfindencial.com, 18 de abril de 2025

Endesa pide que se multiplique la inversión pública para no estrangular sectores como industria electrointensiva, centro de datos e hidrógeno verde en Andalucía y Extremadura.

La electrificación avanza a pasos agigantados en el Sur de España, pero la red pública no da abasto. El crecimiento industrial y nuevos proyectos como los centros de procesamiento de datos (CPD) y el Hidrógeno verde han multiplicado la demanda de acceso a la red en el último lustro.

Según datos facilitados a El Confidencial por Endesa sobre su red de distribución en la zona Sur –que abarca **Andalucía, Extremadura** y parte de **Castilla-La Mancha**–, en el año 2024 se registraron solicitudes de acceso a la red por más de 8,2 GW, una cifra **ocho veces superior a la de 2020.**

Sin embargo, **un 78% de esas peticiones fueron denegadas (el equivalente a 6,3 GW**), una tasa de rechazo estructural que se mantiene desde hace varios años en esta área. Asimismo, en 2024, un 16% de las solicitudes estaban en tramitación (1,3 GW) y solo un 7% fueron concedidas (0,5 GW).

Los datos apuntan a un colapso por falta de capacidad disponible en la red de distribución, lo **que pone en riesgo la viabilidad de proyectos clave para la transición energética y la reindustrialización** de estos territorios, que llevan años intentando salir de su histórico retraso económico.

Esta situación no es exclusiva del **Sur de España** pero es especialmente crítica aquí. En el conjunto del país, las solicitudes de acceso a la red de distribución también alcanzaron en 2024 un volumen sin precedentes: **67 GW, una cifra 20 veces superior a la registrada en 2020**.

Sin embargo, en el total nacional, las **solicitudes denegadas alcanzaron un 49%**, cifra muy elevada pero bastante inferior a ese 78% del Sur de España. Este aumento explosivo de la demanda em España -que se repite **por toda Europa**- también responde al avance de la electrificación en sectores estratégicos como la industria electrointensiva, los centros de datos (CPD), el almacenamiento energético o los nuevos desarrollos urbanísticos.

Por sectores, la industria lideró la demanda con más de 8,2 GW solicitados, un 12% más que el año anterior. Le siguen **los CPD, que experimentaron un crecimiento del 86% (7,2 GW)**, y el almacenamiento, con peticiones por 3,6 GW.

La industria, la más afectada en el Sur

En el Sur de España, el crecimiento industrial que está experimentando esta zona tiene su reflejo en la creciente demanda de conexión eléctrica. En concreto, **la industria supuso el 50% de las solicitudes (4,1 GW) registradas el pasado año**, seguida de los centros de procesamiento de datos, con un 17% del total (1,4 GW), y los proyectos de hidrógeno verde, con un 14% (1,1 GW), aunque estos últimos cayeron en el año 2024 hasta un 30%.

Estos tres sectores concentran casi el 70% de la nueva demanda, pero también sufren tasas de rechazo del 80% o superiores. Frente al crecimiento en estos sectores estratégicos, otros como los puertos experimentaron un fuerte retroceso en sus niveles de demanda.

Endesa advierte de la preocupación existente por este cuello de botella que está produciendo la falta de capacidad de la red eléctrica pública para el cumplimento de los objetivos de transición ecológica y para el desarrollo económico, industrial y tecnológico del Sur de España.

Esta situación refleja una insuficiencia de capacidad en la red y la **necesidad de priorizar proyectos viables y maduros**, además de implementar mecanismos regulatorios para mejorar la gestión del acceso y la planificación de la red.

Ante ello, la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec) propone una batería de **10 medidas para aliviar la congestión y priorizar proyectos maduros**. Entre ellas, destaca la aplicación de garantías **económicas** a todas las solicitudes, la caducidad automática de permisos antiguos que no avanzan, y el uso de infraestructuras de generación no aprovechadas para nuevos puntos de demanda.

Asimismo, se propone revisar los costes de refuerzo de red, **agilizar la tramitación administrativa** y facilitar el desarrollo de redes en alta tensión (220 kV) para atender la nueva demanda.

El documento lanza una advertencia clara: sin una planificación proactiva y una regulación flexible, **el cuello de botella en la red puede convertirse en un freno estructural** para la descarbonización y la competitividad industrial.

Esta patronal eléctrica (que agrupa a **Endesa, Iberdrola y EDP**) reclama que se **aumente la remuneración a las eléctricas** del actual 5,58% a una cifra en línea con el resto de países europeos, entre el 7,3 y el 8,7% (Endesa apuesta por una tasa del 7,5%), así como aumentar el límite de inversiones regulatorio.

Asimismo, considera prioritario **multiplicar por dos la actual inversión pública en la red eléctrica hasta alcanzar los 50.000 millones** de euros en los próximos cinco años.

Inversiones de Endesa

De hecho, **Endesa** presentó a final del pasado año su actual plan estratégico 2025-27, que prevé un **aumento global del 8% en la inversión, hasta 9.600 millones de euros**. El 42% se destinará a la red de distribución. Esto supone 4.000 millones, con un crecimiento del 45% respecto a la inversión destinada a esta infraestructura en el plan anterior 2024-2026.

De esos 4.000 millones, a su vez, **un 45% se destinará a cumplir los objetivos del PNIEC** y atender la creciente demanda de nuevas conexiones, que actualmente se pueden ver rechazadas por falta de capacidad. Otro 25% se empleará en mejorar la calidad del servicio, optimizando la estructura de la red e incrementando la operativa en remoto de las líneas de media y baja tensión. Y el 30% restante a la digitalización y modernización, mediante la renovación de componentes, la actualización de la flota de contadores inteligentes y la monitorización y **controles remotos**.

El **negocio de generación** es el otro gran pilar del plan estratégico para la compañía que dirige José Bogás**, absorbiendo el 39% del total: 3.700 millones de euros**. El criterio que guiará a la empresa estos tres próximos años es el de reequilibrar la apuesta entre tecnologías reduciendo la exposición al negocio solar (15% de la inversión), para reforzar el eólico (37% del total) y el **hidroeléctrico** (otro 37%). El 11% restante se destinará a almacenamiento con baterías.

Endesa seguirá igualmente aplicando una política selectiva a la hora de invertir en **activos renovables** y mantendrá el **modelo de compartir con socios estos nuevos proyectos**.

Adicionalmente, invertirá en el período del plan aproximadamente 1.000 millones de euros (10% del total) fundamentalmente para mantenimiento de los activos de **generación nuclear, sistemas no peninsulares y ciclos combinados.**

2.- Cumbre de Iberdrola, Naturgy y Endesa el 20 de mayo por Almaraz.

Expansión.com, 21 de abril de 2025

Gobierno y eléctricas negocian la prórroga de las nucleares.
Se abre una nueva era para la energía nuclear.

CNAT, la sociedad que gestiona los reactores extremeños de Almaraz, convoca junta para decidir si solicita o no la prórroga de esta central al Gobierno y, si la pide, por cuántos años.

CNAT (Centrales Nucleares Almaraz-Trillo), la sociedad que gestiona las centrales de Almaraz (Extremadura) y Trillo (Castilla-La Mancha), ha convocado **junta de accionistas para el 20 de mayo**. La reunión será trascendental para **despejar el futuro de los dos reactores atómicos que componen la central de Almaraz, en Cáceres**. Además, podría sentar las bases para abordar la **prórroga del resto de instalaciones nucleares en España**. Así lo explican fuentes cercanas a las eléctricas propietarias.

CNAT la integran **Iberdrola (51,44%), Endesa (24,18%), Naturgy (19,14%) y EDP (5,24%)**. El principal punto del orden del día de la junta es intentar llegar a un acuerdo entre los socios para decidir, primero, **si solicitan o no permiso al Gobierno para que los reactores sigan funcionando más allá del calendario previsto para su cierre: Almaraz I en 2027, y Almaraz II en 2028**. Y, segundo, si hay consenso en pedir la prórroga, se deberá decidir por **cuántos años se solicita la misma**.

El **desacuerdo hasta ahora entre las eléctricas** es uno de los escollos a resolver en la polémica política, empresarial y social que se está generando en España por la continuidad o no de las nucleares.

Entre 2 y 10 años

Uno de los argumentos del Gobierno para no dar prórrogas es que **las eléctricas aún no se han puesto de acuerdo en cómo deben ser esos aplazamientos de cierre** y, sobre todo, **no le han presentado una solicitud formal.**

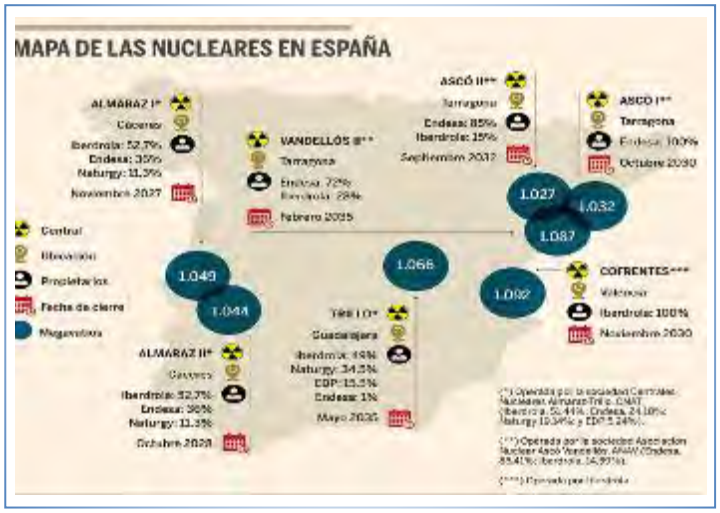
Iberdrola, el socio mayoritario de Almaraz y la energética con más intereses nucleares en España, **quiere que el Gobierno extienda la licencia de Almaraz otros diez años. Endesa**, que es mayoritaria en las centrales catalanas de **Ascó y de Vandellós**, quiere que **cualquier acuerdo que se adopte sobre Almaraz tenga su réplica posterior en las instalaciones de Cataluña. Naturgy**, con enormes intereses en centrales de gas y minoritario en nucleares, **está de acuerdo en ampliar la operativa de Almaraz, pero de forma limitada. Dos o tres años** a lo sumo, no diez como quiere Iberdrola. **EDP**, la mayor energética de Portugal -donde no hay nucleares-, y muy minoritaria en los reactores en España, es **partidaria de que se siga el calendario de cierres ya pactado.**

Cuatro visiones distintas

Además de tener cuatro visiones distintas, Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP se enfrentan a otro problema para alcanzar un consenso: la **complejidad del entramado societario de las nucleares que existe en España**. Una cosa es la propiedad de los reactores, y otra la propiedad de las sociedades que las gestionan.

Ese problema ha aflorado ahora con Almaraz, aunque **se extiende a prácticamente todo el parque nuclear español. La instalación de Almaraz es propiedad sólo de Iberdrola, Endesa y Naturgy, con el 52,7%, el 36% y el 11,3%,** respectivamente. Pero **en la gestión -es decir, en CNAT-, además de esas**

tres eléctricas también está EDP con su 5,24%. A priori, según los estatutos, las decisiones muy relevantes, como aprobar grandes inversiones para una prórroga, requieren unanimidad. Es decir, **EDP**, que no es favorable de pedir prórrogas, **podría bloquear con su 5,24% la petición al Gobierno**, y por lo tanto, la continuidad de Almaraz.



Una 'ley del Castor'

Sin embargo, **los socios de CNAT han acordado que en la junta solo voten Iberdrola, Endesa y Naturgy**. Hay un resquicio legal que lo permite.

Se trata del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, norma que sirvió en su día para **cancelar el plan de almacenamiento gasista del Castor**. Pero el Gobierno aprovechó para reordenar la caótica situación que se estaba produciendo en la toma de decisiones de las nucleares, precisamente por el bloqueo de la regla estatutaria de la unanimidad.

Pólizas millonarias

El caos, entonces, surgió porque las **eléctricas no se ponían de acuerdo en quién pagaba las multimillonarias pólizas de seguros por responsabilidad civil ante posibles catástrofes atómicas** que debían contratar las nucleares, y que a fecha de hoy suman cerca de 1.000 millones.

El problema era multilateral. Por ejemplo, **EDP, que no es propietaria de Almaraz, pero sí de Trillo, solo quería asumir la parte de la póliza de Trillo**, pero no la de Almaraz en el seno de CNAT, que gestiona ambas.

Lo mismo ocurre con Iberdrola en las centrales catalanas. Participa con Endesa en la **Asociación Ascó-Vandellós (ANAV)**, que gestiona los reactores en esas localizaciones. Pero Iberdrola solo es dueña parcialmente de Ascó I y Vandellós, no de Ascó II.

El lío desembocó en **multas millonarias del Gobierno a las eléctricas por no asumir pólizas conjuntas hasta que hubo un acuerdo**. Cambió la legislación para **permitir que en CNAT o ANAV se adoptaran acuerdos por mayoría simple, en lugar de unanimidad**. Eso sí, reconfigurando la responsabilidad de las pólizas. **EDP** queda excluida de la votación de la continuidad de Almaraz, pero a cambio **se le exonera de la póliza por esa central.** La deberán asumir Iberdrola, Endesa y Naturgy. Lo mismo ocurriría llegado el caso para Ascó II en ANAV, entre Iberdrola y Endesa.

3.- Por primera vez, el 100% de la energía de España se ha cubierto con renovables. La cuestión es si podemos repetirlo.

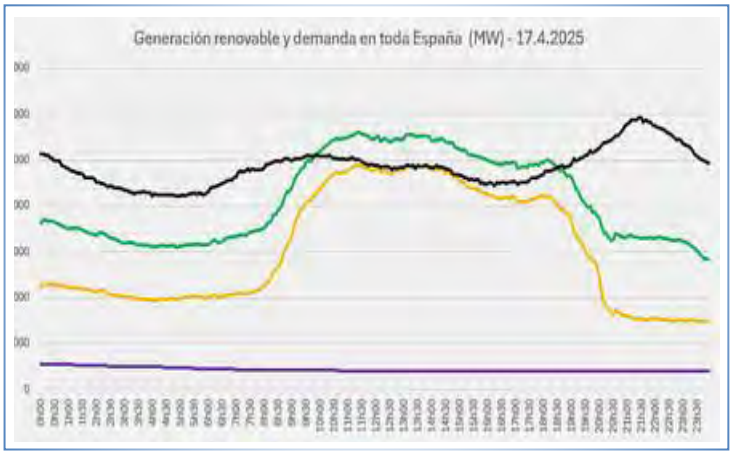
Xtaka.com, 21 de abril de 2025

Cinco nucleares estaban paradas, lo que elevó el protagonismo renovable a más del 77% de la generación.

Si hace un par de años **era una utopía** hablar de producir energía 100% renovable en España, el año pasado mostró, junto con Portugal, cómo liderar la transición energética con **el 82% de electricidad limpia**. Pero en un alarde de ambición energética, el pasado jueves santo, 17 de abril, España logró producir energía 100% renovable.

En corto. A finales de 2024, E**spaña cerró con una potencia instalada** de 132.343 MW en su sistema eléctrico, siendo el 64,3% del total renovables. El pasado jueves, la energía eólica y solar cubrieron con más del 100% de la demanda en España, **según la Red Eléctrica Española (REE)**. Concretamente, a las 14:45 horas alcanzó el pico máximo en un 114,42%.

En datos. **Según las estadísticas de la Red Eléctrica Española (REE)**, el máximo de energía de ese día fue de 114,52% de renovables y la eólica junto con la solar llegó al 100,29%; mientras que, la nuclear no superó el 12%. Por su parte, como **ha explicado** el analista energético Xavier Cugat, los datos mínimos de energía limpia fueron del 55,89%, y la solar junto con la eólica llegó al 25,88%; por otro lado, la energía nuclear no alcanzó el 7%.



Cierre nuclear temporal. El jueves santo fue un día bastante movido, no solo por los pasos de Semana Santa, sino porque en lo que refiere a materia energética la central nuclear de Cofrentes se clausuró temporalmente, dejando sólo dos nucleares activas, **según el medio El País**. En total, cinco nucleares estaban paradas, lo que elevó el protagonismo renovable a más del 77% de la generación. Y aún con ese escenario**, según el analista energético Pedro Fresco**, la situación fue de exportación y almacenamiento al máximo, e, incluso, se desperdició energía renovable que no se estaba generando.

Este contexto reabre el debate sobre el calendario de cierre nuclear. Frente a quienes argumentan que apagar centrales implica más emisiones, el experto en energía Xavier Cugat **ha sostenido lo contrario**: "Eliminar nucleares no implica más emisiones; es la única forma de seguir ampliando las renovables, que son las únicas que están reduciendo emisiones aquí y en todo el mundo". En 2023, **según datos de IRENA** el mundo sumó 585 GW de renovables, frente a apenas 3,9 GW de nuclear.

Entonces, ¿está sobrando energía? Con tantos gigavatios verdes generados, la gran pregunta es qué hacer con la energía cuando sobra. El almacenamiento se ha convertido en el gran reto técnico y España ha encontrado una solución en sus embalses. Este sistema **ha duplicado** su actividad en los últimos 15 años y es clave en la gestión de la red, el último megaproyecto de batería **se encuentra en Gran Canaria.**

¿Y si no hay sol ni viento? En Alemania le llaman **Dunkelflaute**, una palabra que describe esa tormenta perfecta en la que hay días nublados sin viento por lo que la generación renovable cae en picado. Sin embargo, en España, este escenario es menos frecuente. Además de tener una mayor irradiación solar y fuertes rachas de vientos en según qué zonas del país, el sistema cuenta con el respaldo de la energía hidroeléctrica **que actúa como un gran estabilizador**. Aunque todavía dependemos parcialmente del gas en momentos de baja generación, lo cierto es que no hay un "señor Burns" dispuesto a taparnos el sol. El problema no es la falta de luz, sino cómo aprovecharla cuando sobra.

¿Síntoma de algo más o flor de un día? Cada vez son más los casos de países que están usando el 100% de su demanda eléctrica con renovables, hay casos potenciales como **Dinamarca** que la producción eólica supera la demanda total del país o **Portugal** que consiguió abastecer exclusivamente con energía limpia

durante seis días seguidos. En el caso de España, alcanzar este hito no parece casualidad ya que se produce en un contexto de fuerte crecimiento renovable, infraestructura reforzada y mejoras en la gestión de red. Todo apunta a que no es una anécdota, sino un indicio claro de un cambio estructural que avanza con firmeza.

Un día histórico. ¿Y ahora qué? La producción de energía 100% renovable en España marca un hito y el destino final proyectado para la nuclear. Aunque ha sido una fuente estable, su elevado coste, los residuos que genera y el empuje de las nuevas tecnologías renovables ponen en duda su continuidad en el mix energético. La clave del futuro será construir un sistema eléctrico más flexible, capaz de adaptarse a la variabilidad renovable y respaldada por infraestructuras modernas de almacenamiento y red.

4.- La baja demanda marca el paso de esta histórica Semana Santa en el mercado eléctrico español.

ElperiodicodelaEnergía.com, 21 de abril de 2025

Nucleares en mínimos, curtailments de solar y eólica con una producción renovable por encima de la demanda han sido las grandes claves de estos días festivos.

Durante la Semana Santa contamos en primicia los problemas de las centrales nucleares para casar precios en el mercado mayorista de electricidad. Se quedaron fuera de mercado tres reactores (Almaraz I y II y Cofrentes) a los que había que sumar Ascó I porque lo solicitó y redujo carga y Trillo que está en recarga de combustible.

Nunca se había dado una situación así. Cinco de los siete reactores nucleares españoles parados. Pero esta situación no se ha dado sólo en la tecnología nuclear. Muchas plantas de renovables también han sufrido los denominados curtailments, ya sean técnicos o económicos, y también se han quedado fuera de mercado, sin producir energía.

La culpa de ello es de **la escasa demanda**. El consumo eléctrico ha caído con mucha fuerza. Normalmente lo suele hacer en Semana Santa, pero todo depende del tiempo que haga esos días.

En Esta Semana Santa ha habido de todo, ha habido sol, mucho viento y había mucha agua de las lluvias caídas en semanas anteriores. Se ha dado el cóctel perfecto para ver precios bajos de la electricidad en el mercado mayorista. Pero nada como el año pasado. Vayamos por partes.

La demanda eléctrica ha sido más baja esta Semana Santa que la del año pasado que cayó a finales de marzo (28-31 de marzo). La punta de demanda diaria se encontró en ambos casos (2024 y 2025) en el Jueves Santo.

Este año fue casi 700 MW menor que la de 2024 cuando se registraron 30.318 MW de punta. La más baja se dio también el Domingo de Resurrección durante la madrugada cuando se registraron algo más de 19.200 MW cada año, pero siendo 12 MW menos este año.

Los cuatro días de la Semana Santa las demandas han sido menores que el año pasado.

Las nucleares apagadas

En cuanto a la generación nuclear. En 2023 estuvieron durante la Semana Santa los 7,1 GW funcionando. El año pasado se inició el Jueves Santo con 5,3 GW y para el sábado y domingo bajó a 4,6 GW la capacidad de generación instantánea de la nuclear.

Y eso lo hizo con unos precios de 0,66 €/MWh del Jueves Santo a los 4,52 €/MWh del Sábado Santo.

Para este año, la clave ha sido la alta producción renovable. Además de la escasa demanda, la nuclear ha dicho basta y ha se ha quedado con sólo dos reactores nucleares funcionando. Algo histórico.

Demanda del Domingo de Resurrección de 2025

Esto ha propiciado que durante estos días de Semana se haya visto que las renovables han cubierto más de la demanda eléctrica en algún momento del día. Que es algo poco habitual, pero que se ha podido dar por la escasa demanda eléctrica que hay.

Demanda cubierta con renovables y curtailments

A pesar de estos récords de cubrir la demanda con renovables, no se ha alcanzado el máximo de generación de ninguna tecnología ni sumándolas.

Las horas solares han propiciado precios negativos y cero durante los cuatro días. Eso ha hecho que muchas centrales de renovables, parques eólicos y plantas fotovoltaicas decidiesen parar y no producir. Otras han preferido hasta pagar casi 5 euros por seguir funcionando y recuperarlo en otro momento.

Las propias renovables se han autodestruido. Para muestra un botón. La punta de generación instantánea de fotovoltaica ha sido durante estos días no ha alcanzado los 17.000 MW cuando hay más de 33 GW conectados.

Durante las horas solares sufren curtailments la propia fotovoltaica pero también la termosolar como la eólica, obligadas a reducir su producción.

Y todo esto con unos precios irrisorios en las horas solares, pero que cuando se iba el sol subían algo y arrojaban precios medios de 21 €/MWh el Jueves Santo o 10-12 €/MWh el Viernes Santo y Domingo de Resurrección. El único día bajo de verdad fue el sábado con 1,72 €/MWh.

Por cierto, que, en cuanto a precios, el domingo sucedió un desequilibrio digno de mención. El mercado ibérico está compuesto por España y Portugal, pero cada país tiene su precio. Lo normal es que vayan casados, prácticamente o si tienen alguna diferencia sea mínima.

Este domingo el precio fue muy distinto con una diferencia de 50 €/MWh en las horas punta de las 21.00 y las 22.00.

En definitiva, la escasa demanda eléctrica ha marcado el paso. Eso ha hecho que mucha generación se quedase fuera del mercado. Hay sobrecapacidad instalada. O se atrae más demanda o la generación va a sufrir más problemas de los que pensaba. Sin duda es el momento de las baterías.

5.- Iberdrola encabeza las empresas del Ibex donde las mujeres ganan más que los hombres.

Crónicavasca.com, 22 de abril de 2025

Las mujeres representan el 24,4% de la plantilla de Iberdrola en 2023, ocho décimas más que en el ejercicio anterior.
La huella de carbono de Iberdrola y BBVA asciende a 53 millones de toneladas de CO2.

Pocas empresas en España tienen un modelo en el que **la brecha salarial sea inversa a las diferencias habituales de género entre hombres y mujeres**. Y entre esas pocas empresas, la **energética vasca Iberdrola encabeza el segundo puesto del Ibex-35 como modelo de política retributiva**. De hecho, en Iberdrola son los hombres los que tienen que trabajar más días y más horas para cobrar lo mismo que sus compañeras. En concreto, 21 días más.

Así se desprende del informe **"Evolución de Indicadores de Buen Gobierno en las empresas del Ibex-35 durante el ejercicio 2023**", elaborado por la Fundación 1º de Mayo, de Comisiones Obreras.

El estudio ha comparado los datos disponibles de las 25 principales firmas del IBEX y concluye que la brecha salarial bruta en 2023 estuvo en **un promedio agregado del 11,61%, ligeramente por debajo de la registrado en el ejercicio 2022 (12,91%).**

Las mujeres representan el **24,4% de la plantilla de Iberdrola en 2023**, ocho décimas más que en el ejercicio anterior. Son menos en el total de la plantilla, pero cobran más que sus compañeros. El sueldo medio de las empleadas de Iberdrola en 2023 fue de **58.436 euros**, lo que supone 3.181 euros más al año que el de ellos, cuya media salarial estaba en ese ejercicio en 55.255 euros.

Con estos datos, **la brecha salarial bruta de Iberdrola es negativa, y se sitúa en -5,8%**. Iberdrola es la segunda empresa del Ibex por detrás de **ArcelorMittal (brecha de -9,7%) en esta curiosa situación**. Le siguen Meliá Hotels (-1,06%) y Ferrovial (-0,65%).

En el caso de Ferrovial, la empresa explica que **el principal motivo por el que la brecha salarial es a favor de las mujeres** se debe a que la mayoría de los puestos de Blue Collars están ocupados por hombres. Esta categoría, ocupada en un 95% por hombres, es la que recoge a los empleados con salarios más bajos de la compañía.

Además, según indica la empresa esta categoría tiene mucho peso dentro de la plantilla total de la compañía, ya que los **Blue Collars representan el 54% de toda la plantilla de Ferrovial.**

En el extremo opuesto, las mayores brechas salariales del **Ibex se encuentran en Merlín Properties** (donde los hombres cobran de media un 64% más que las mujeres) y en **Logista** (14% de brecha salarial ponderada o ajustada).

Las mujeres también representan el 50% del Consejo de Administración de Iberdrola, lo que la se sitúa en este punto al mismo nivel que Redeia y Colonial. La proporción de mujeres en los equipos de alta dirección de las empresas del IBEX 35 fue del 24,1% en 2023.

Aena es la única empresa en la que existen más mujeres que hombres en el Consejo. Por otro lado, la brecha de género se hace muy evidente en empresas como **Indra**, donde las mujeres representan tan sólo el 5,9%, o Meliá Hoteles, que no tenía en 2023 a ninguna mujer en sus equipos de alta dirección.

El informe de la Fundación 1º de Mayo también destaca que, en 2023, las empresas del Ibex mostraron una tasa de temporalidad media del 7,7%, inferior en un punto porcentual a la registrada en el año anterior (8,7%). Caixabank, Iberdrola, Unicaja, Merlín Properties, Banco Sabadell, Redeia y Cellnex tienen todas porcentajes inferiores al 1% de temporalidad en sus plantillas.

En el caso de Iberdrola, **la temporalidad afectaba solo 0,3% de la plantilla y en el caso del BBVA, al 3,9%.**

6.- El Consejo de Ministros aprueba iniciar el cierre de la central nuclear de Almaraz.

Larazon.es, 22 de abril de 2025

La pública Enresa puede ya licitar los trabajos de desmontaje de la planta nuclear extremeña.
El responsable de la Agencia Internacional de la Energía avisa al Gobierno para que frene el cierre nuclear.
Soberanía nuclear: España atesora uranio para 10 años.

El Consejo de Ministros ha aprobado este martes iniciar el procedimiento para cerrar la central nuclear de Almaraz (Cáceres) a partir de 2027 e iniciar el calendario del cierre de este tipo de instalaciones, según han confirmado a Efe fuentes gubernamentales.

La actuación del Gobierno da **luz verde así a Enresa**, empresa pública española responsable de la gestión de los residuos radiactivos, para **lanzar la licitación de los trabajos de desmontaje** de la planta nuclear extremeña **por 23,7 millones** de euros más el IVA.

Esta validación por parte del Consejo de Ministros tiene lugar pese a la **reciente intensificación del debate** sobre la conveniencia de prescindir de esta forma de energía.

La referencia del Consejo de Ministros recoge que este acuerdo autoriza a Enresa la contratación del servicio de "Ingeniería para el desmantelamiento de la central nuclear de Almaraz", necesario para cumplir lo previsto en el Plan General de Residuos Radiactivos y en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Así, el texto expone que Enresa prepara ya la documentación reglamentaria para la futura solicitud de autorización correspondiente y precisa ahora de los servicios de ingeniería previstos en el contrato para cumplir el calendario.

Este contrato abarca la elaboración de la documentación y herramientas de gestión del proyecto, la preparación de estudios iniciales e ingeniería de diseño, la preparación de especificaciones técnicas y proyectos de obra, y la elaboración de documentación para la autorización de desmantelamiento.

El de Almaraz es el primer proyecto de desmantelamiento en España de dos reactores nucleares situados en un mismo emplazamiento e **iniciará el calendario de cierre de las nucleares.**

En las últimas semanas, las principales compañías energéticas del país han alzado la voz y reclamado **revaluar el calendario del cierre** de las nucleares, que se iniciará con el cierre del primero de los dos reactores de Almaraz, cuya propiedad está compuesta por un 52,7% de Iberdrola, un 36% de Endesa y un 11,3% de Naturgy.

El consejero delegado de **Iberdrola España, Mario Ruiz-Tagle**, ahondó a finales de marzo en la necesidad de realizar un nuevo análisis "abierto, claro, transparente y sosegado" sobre el cierre nuclear, mientras que el presidente de **Endesa, José Bogas,** insistió que sería "un error" cerrarlas y abogó por "posponerlo".

Por su parte, el presidente de **Naturgy, Francisco Reynés**, propuso incluso prorrogar dos o tres años de actividad la central de Almaraz y mientras "replanificar" el futuro.

En ese sentido, **el PP registró una proposición de ley** en el Congreso de los Diputados para prolongar la vida útil de las centrales nucleares en España, después de llevar a debate una proposición no de ley, que fue rechazada en la Comisión de Transición Ecológica del Congreso de los Diputados.

"Creo que es una forma de generar muchísimo ruido y, hasta el momento, **no hemos visto una propuesta**", señaló la vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica, **Sara Aagesen**, preguntada en una entrevista con Efe **a finales de marzo** sobre el debate surgido alrededor del calendario de cierre de las nucleares.

El consejero delegado de **Iberdrola España, Mario Ruiz-Tagle**, ahondó a finales de marzo en la necesidad de realizar un nuevo análisis "abierto, claro, transparente y sosegado" sobre el cierre nuclear, mientras que el presidente de **Endesa, José Bogas,** insistió que sería "un error" cerrarlas y abogó por "posponerlo".

Por su parte, el presidente de **Naturgy, Francisco Reynés**, propuso incluso prorrogar dos o tres años de actividad la central de Almaraz y mientras "replanificar" el futuro.

En ese sentido, **el PP registró una proposición de ley** en el Congreso de los Diputados para prolongar la vida útil de las centrales nucleares en España, después de llevar a debate una proposición no de ley, que fue rechazada en la Comisión de Transición Ecológica del Congreso de los Diputados.

"Creo que es una forma de generar muchísimo ruido y, hasta el momento, **no hemos visto una propuesta**", señaló la vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica, **Sara Aagesen**, preguntada en una entrevista con Efe **a finales de marzo** sobre el debate surgido alrededor del calendario de cierre de las nucleares.

7.- Acciona obtiene por 250 millones la construcción y concesión de 300 km de transmisión en Perú.

Eleconomista.es, 22 de abril de 2025

La operación ha sido posible mediante un acuerdo con Darby International Capital.

Las cinco opciones de Entrecanales para Acciona Energía: exclusión de bolsa, fusión con Acciona o con un tercero, spin off o no hacer nada.

Acciona sale de compras y adquiere la 'startup' Mytra para su negocio de agua.

Acciona ha obtenido los derechos para la construcción y concesión de un proyecto de transmisión en el sur de **Perú** mediante un acuerdo con **Darby International Capital**.

El proyecto, que ha implicado una **inversión de 250 millones de euros**, conlleva el diseño, la financiación, la construcción, la operación y el mantenimiento por 30 años de la Línea de transmisión Machupichu-Quencoro-Onocora-Tintaya, así como de sus subestaciones asociadas.

Serán **330 kilómetros de línea** en 220 kilovatios y 300 megavatios de capacidad, la construcción de dos nuevas subestaciones (Quencoro Nueva y Onocora) y la ampliación de tres subestaciones existentes (Suriray, Quencoro y Tintaya Nueva).

Una vez esté construido y entre en operación en 2028, el proyecto aumentará la transmisión de energía eléctrica al sur de Perú, a la vez que permitirá cubrir toda la demanda de la ciudad de **Cusco**, la cual se encuentra parcialmente satisfecha en la actualidad.

Del mismo modo, su consecución, mejorará la fiabilidad de los sistemas de transmisión existentes en la zona sureste del **SEIN** (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), aportando dos nuevas subestaciones que reducirán los problemas de sobrecarga y congestión que sufre actualmente la zona y permitirá además la conexión de futuras plantas de generación de energía renovable.

Proyectos de transmisión

La compañía que dirige José Manuel Entrecanales desarrolla actualmente **ocho proyectos de transmisión** en concesión, que comprenden el diseño, la financiación, construcción, operación y mantenimiento de 1.200 kilómetros de líneas, 14 subestaciones nuevas y 17 ampliaciones de subestaciones existentes.

Acciona cuenta con más de veinte años de experiencia en financiación, diseño y construcción de redes de transmisión y subestaciones eléctricas de diferentes tamaños, que abarcan desde instalaciones de baja tensión hasta líneas y subestaciones, tanto en España como en países como **Australia, Kenia, México** o el mencionado Perú.

8.- Desmantelamiento de la Central Nuclear de Almaraz.

Lamoncloa.gob.es, 22 de abril de 2025

El Consejo de Ministros ha aprobado el Acuerdo por el que se autoriza a Enresa la contratación del servicio de "Ingeniería para el desmantelamiento de la central nuclear de Almaraz", necesario para cumplir lo previsto en el 7º Plan General de Residuos Radiactivos y en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Enresa está iniciando las labores previas al desmantelamiento de la planta, entre las que se incluye la preparación de la documentación reglamentaria para la futura solicitud de autorización correspondiente, y precisa de los servicios de ingeniería previstos en el contrato para cumplir el calendario establecido.

El importe máximo del contrato, cuya licitación se iniciará próximamente, es de 23,7 millones de euros, IVA excluido; abarca la elaboración de la documentación y herramientas de gestión del proyecto, la preparación de estudios iniciales e ingeniería de diseño, la preparación de especificaciones técnicas y proyectos de obra, y la elaboración de documentación para la autorización de desmantelamiento.

El de Almaraz es el primer proyecto de desmantelamiento en España de dos reactores nucleares situados en un mismo emplazamiento.

9.- El IDAE financiará entre 80 y 120 proyectos de almacenamiento con los fondos FEDER.

Elperiodicodelaenergía.com, 23 de abril de 2025

Las ayudas estarán dirigidas a iniciativas de almacenamiento energético en tres modalidades: proyectos estándar, proyectos en hibridación con generación renovable y soluciones de almacenamiento térmico.

El **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)** destinará 700 millones de euros procedentes de los fondos FEDER a nuevas ayudas para proyectos de almacenamiento energético. Según anunció el director general del organismo, Miguel Rodrigo, durante su intervención en el II Foro de Almacenamiento organizado por El Periódico de la Energía, la previsión es financiar entre 80 y 120 proyectos en todo el país.

Las ayudas estarán dirigidas a iniciativas de almacenamiento energético en tres modalidades: proyectos estándar, proyectos en hibridación con generación renovable y soluciones de almacenamiento térmico. La convocatoria, que se encuentra en fase de revisión final, deberá lanzarse antes del 31 de diciembre de 2025 para cumplir con los plazos del Marco Temporal de Crisis (TCTF) aprobado por la Comisión Europea.

El IDAE financiará entre 80 y 120 proyectos de almacenamiento con los fondos FEDER

"Somos los primeros interesados en convocar cuanto antes, porque cuanto más tiempo tengamos, mejor podremos evaluar las solicitudes. La expectativa es que haya una elevada demanda", aseguró Rodrigo ante los asistentes al foro.

Una alta demanda que supera la oferta

El interés que estas convocatorias despiertan entre los actores del sector energético es muy superior al presupuesto disponible. Rodrigo recordó que, en ocasiones anteriores, la demanda ha superado por siete u ocho veces los fondos ofrecidos. "Hemos visto una respuesta masiva en las líneas anteriores. Ahora con 700 millones sobre la mesa, esperamos mantener el interés, aunque ojalá no con esa desproporción tan elevada".

El IDAE ha estimado que estos fondos permitirán financiar entre 80 y 120 proyectos, aunque Rodrigo puntualizó que esa es la cifra comunicada oficialmente a Bruselas. "Siempre que damos cifras a la Comisión Europea, intentamos ser prudentes. Lo razonable sería que se puedan aprobar bastantes más proyectos, en función del coste por megavatio que hemos registrado en otras convocatorias como las del PERTE-ERA", afirmó.

Diversificación tecnológica y enfoque territorial

Durante su intervención, Rodrigo destacó la importancia de adoptar un enfoque tecnológico amplio. "No hay una solución única. Contamos con baterías de litio y acero, pero también con bombeo hidroeléctrico, almacenamiento térmico, redes inteligentes, y tecnologías emergentes como el ion-sodio", explicó.

En cuanto al reparto territorial de las ayudas, el responsable del IDAE matizó que, al tratarse de fondos FEDER, el margen de decisión del Gobierno es limitado. "El reparto está condicionado por los criterios de cohesión europeos. Algunas comunidades con alta penetración renovable han señalado que no reciben ayudas proporcionales, pero los fondos FEDER buscan equilibrar el desarrollo regional", explicó. No obstante, se permitirá cierta flexibilidad entre las tres líneas de actuación —hibridación, estándar y térmica— para adaptarse a la demanda en cada comunidad autónoma.

Resultados previos y apuesta europea

Rodrigo repasó también el impacto de las ayudas concedidas hasta ahora en el marco del PERTE-ERA, donde se han movilizado ya 300 millones para proyectos de almacenamiento híbrido y térmico, así como 220 millones adicionales para baterías detrás del contador. Estas líneas han dado lugar a más de 40.000 instalaciones de autoconsumo con almacenamiento, además de cuatro proyectos de bombeo hidroeléctrico.

Uno de los objetivos del IDAE ha sido evitar que los fondos se concentren únicamente en grandes instalaciones. "Hemos querido que el despliegue del autoconsumo en los últimos años venga acompañado de una mayor capacidad de gestión de la demanda", señaló.

El director del IDAE reivindicó además el papel de la Unión Europea como impulsora de la transición energética. "A veces, viendo el panorama global, me enorgullece sentirme europeo. A pesar de los cambios políticos en Bruselas, Europa sigue apostando por una transición energética justa y sostenible", afirmó.

Industria, innovación y territorio

Más allá del impulso a la instalación de sistemas de almacenamiento, Rodrigo destacó la importancia de fomentar una cadena de valor nacional y europea que reduzca la dependencia exterior. En esa línea, recordó la reciente resolución de una convocatoria de 750 millones de euros para fábricas de tecnologías energéticas, entre ellas, componentes para almacenamiento, por un total de casi tres millones de euros.

También se refirió a la creciente relevancia de las materias primas críticas, como el litio, el níquel y la plata, para asegurar la autonomía estratégica de Europa. España, subrayó, es el segundo país del continente con más proyectos seleccionados en materia de minería estratégica.

Por último, hizo un llamamiento a que los nuevos proyectos de almacenamiento se integren adecuadamente en su entorno social y ambiental. “Ya no basta con cumplir la normativa. Cada proyecto debe ser una mejor práctica. Debe implicar a las comunidades desde el principio y demostrar qué beneficios aportará al territorio”, concluyó.

Con estas nuevas ayudas, el Gobierno busca consolidar el papel del almacenamiento energético como pieza clave de la transición energética y la integración de las energías renovables, al tiempo que se impulsa la competitividad tecnológica y se fortalece la cohesión territorial.

10.- Roberto García (Red Eléctrica): "El almacenamiento va a ser clave para lograr integrar el 81% de renovables en 2030".

Elperiodicodelaenergía.com, 23 de abril de 2025

El consejero delegado de Redeia, matriz del operador del sistema Red Eléctrica, se ha mostrado confiado para lograr que el almacenamiento energético se desarrolle en el sistema eléctrico durante los próximos años.

El consejero delegado de Redeia, **Roberto García Merino**, se mostró satisfecho por los logros de la transición energética en España durante los últimos años. Aunque señaló que el reto más complicado del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) a 2030 es lograr una cobertura del 81% del mix eléctrico con energías renovables.

"La buena noticia es que los datos nos están diciendo que vamos en la buena senda, que vamos en la buena línea para cumplir esos objetivos. El año pasado, 2024, cubrimos el 57% de la demanda con energía renovable y esto es algo que vamos a ir batiendo recurrentemente en los próximos meses", señaló García Merino.

Sin duda el impulso necesario para lograr ese deseado 81% de renovables en el mix lo dará el almacenamiento energético. "Va a ser clave", dijo el CEO de Redeia.

"El almacenamiento aporta una gran flexibilidad al operador del sistema, a la gestión segura y eficiente del sistema. Esa capacidad de absorber la energía excedente en determinados momentos, para trasladarla al mercado, al sistema, en cuestión de horas, semanas, e incluso hay capacidad de almacenamiento que puede revertir al sistema en meses, es una oportunidad de desarrollo y una necesidad que tenemos que descubrir en los próximos años", dijo el directivo.

Importante para la operación del sistema

García Merino explicó las bondades del almacenamiento para un sistema eléctrico como el español. "El almacenamiento aporta variables técnicas diferentes dentro del mix de generación. Nos da esa generación adicional que aprovecha recursos renovables en sustitución de otro tipo de fuentes alternativas de generación. También contribuye a avanzar en la cobertura de demanda, reduciendo la necesidad de otros tipos de generación de respaldo, por supuesto, también es una buena alternativa para la optimización de este proceso de la transición energética".

"Además, esa capacidad de reacción rápida que tiene el almacenamiento en sus diferentes modalidades también va a ayudar a los servicios de balance que vamos a necesitar desde la operación del sistema, y creo que como herramienta a disposición del operador va a ser también estrictamente necesaria", destacó.

El consejero delegado de Redeia también quiso resaltar que aún falta algo de regulación para empujar al desarrollo idóneo del almacenamiento energético en España.

"Aunque se han dado pasos, todavía queda algún paso que dar y que concretar. Necesitamos una normativa sobre los requisitos técnicos que le tenemos que pedir al almacenamiento. Todos entendemos que una operación de un sistema con un nivel de integración como el que estamos ambicionando, que es el 81%, requiere darle herramientas al operador del sistema, que también afecte evidentemente al almacenamiento. También es esencial, además en el caso de España, dar un impulso decidido al bombeo hidráulico, al desarrollo de nuevas capacidades en bombeo hidráulico en España, y también la necesidad de evolucionar un marco regulatorio en los territorios no peninsulares que recojan sus características especiales. Ese apoyo, tanto en lo técnico como en lo económico, como en lo regulatorio, va a ser algo que tenemos que ir avanzando", señaló el CEO de Redeia.

El proyecto Chira-Soria

García Merino se refirió también al que es su proyecto estrella en almacenamiento energético que no es otro que la central de bombeo de Chira-Soria en la isla de Gran Canaria.

"Estamos hablando de una instalación de 200 megavatios de potencia, con una capacidad de almacenamiento de 3,5 gigavatios hora (GWh), que va a poder cubrir prácticamente el 36% de la punta de consumo de demanda de la isla, y favorecer la integración de renovables, incrementando esa capacidad en un 37%. Seguramente en los sistemas aislados es donde más se percibe lo que aporta una instalación de almacenamiento, y nosotros, con el proyecto de Salto de Chira, creo que lo vamos a ver en breve. Es un proyecto que, como sabéis, es emblemático y pionero a nivel técnico en Europa, y que recientemente lo estuvieron visitando tanto la vicepresidenta tercera, Sara Aagesen, como la presidenta del Banco Europeo de Inversiones, Nadia Calviño, por el interés tanto técnico como lo que representa a nivel del archipiélago canario".

11.- Iberdrola vende el 50 % de las nuevas acciones de 'Neoenergia Transmissão' en Brasil.

Infobae.com, 23 de abril de 2025

Neoenergia, filial brasileña del grupo español Iberdrola, anunció este martes un acuerdo con el fondo de inversión Unique Power para la venta del 50 % de las acciones de nueva emisión de 'Neoenergia Transmissão'.

Unique Power pertenece de manera integral a la empresa Warrington, controlada por el fondo soberano de Singapur GIC.

La nueva emisión de acciones tendrá lugar a partir de un aumento de capital en Neoenergia Transmissão, según informó la empresa eléctrica en comunicado enviado al mercado financiero.

El aporte de recursos provendrá del traspaso de la participación que Neoenergia tiene en su subsidiaria 'Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia', estimada en 127,5 millones de reales (21,8 millones de dólares o 19,2 millones de euros).

De esta forma, Neoenergia Transmissão continuará siendo controlada a partes iguales por Neoenergia (50 %) y por el bloque conjunto formado por Unique Power y Warrington (50 %).

Por otro lado, Neoenergia informó que la deuda neta de Itabapoana por valor de 577 millones de reales (unos 101 millones de dólares) ya no forma parte del balance consolidado del grupo, pues pasó a ser considerado un "activo no circulante destinado a la venta".

La venta del 50 % de las acciones de nueva emisión de 'Neoenergia Transmissão' es la primera operación realizada en el marco del acuerdo de desarrollo firmado entre Neoenergia y Warrington el 25 de abril de 2023, de acuerdo con el comunicado.

Ese pacto concedió a Warrington un derecho preferente para comprar el 50 % de la participación societaria de activos de transmisión de Neoenergia, estén en fase de construcción o ya en operación.

La conclusión del negocio anunciado este martes está sujeto al aval de los órganos reguladores brasileños, como el Consejo Administrativo de Defensa Económica (CADE) y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel).

Neoenergia, controlada por Iberdrola, es una de las mayores eléctricas de Brasil y está presente en 19 de los 27 estados del país, actuando en las áreas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

12.- Viesgo e Iberdrola invertirán 161 millones en la red eléctrica de Cantabria hasta 2028.

Elperiodicodelaenergia.com, 23 de abril de 2025

Estas compañías ejecutarán un total de 30 actuaciones, cuyo objetivo es reforzar y adecuar las instalaciones de distribución.

El Gobierno de Cantabria, a través de la Consejería de Industria, ha aprobado el plan anual y plurianual de inversión y desarrollo de la red de distribución eléctrica presentado por los dos principales distribuidores de la región, Viesgo e Iberdrola, que proyectan una inversión de 161 millones de euros hasta 2028.

Estas compañías ejecutarán un total de 30 actuaciones, cuyo objetivo es reforzar y adecuar las instalaciones de distribución para atender los nuevos suministros o la ampliación de los existentes, respondiendo al crecimiento de la demanda.

Las inversiones que se realizarán a lo largo de los próximos tres años en un plan de inversión que concluye en 2028 incluyen, por parte de Viesgo, una inversión bruta superior a 137 millones de euros, distribuidos en 15 actuaciones singulares en las instalaciones de tensión superior a 30 kilovatios.

Entre esas inversiones se incluyen la nueva subestación en el Proyecto Singular de Interés Estratégico Llano de la Pasiega y la ampliación del parque de 55 kilovatios de la subestación Marina de Cudeyo, entre otros.

En el caso de las instalaciones de media y baja tensión, se incluyen seis estaciones, según ha informado el Ejecutivo cántabro en un comunicado.

Por su parte, Iberdrola prevé una inversión superior a los 23 millones de euros y se destinará a la construcción de la nueva subestación de 132/30 kilovatios y sus líneas de alimentación, además de 7 actuaciones en instalaciones de media o baja tensión.

Finalmente, Electra Tudanca realizará una inversión bruta de más de 229.000 euros.

Puesta en servicio

La puesta en servicio de todas las obras a realizar estará concluida en 2028, aunque de forma progresiva se irán poniendo en funcionamiento en el momento en que se concluya cada una de ellas.

Las obras se realizarán en diversos municipios a lo largo de toda la región y las inversiones permitirán reforzar la red mediante la ampliación y mejora de infraestructuras; la actualización de instalaciones; el incremento de la calidad, la fiabilidad y la seguridad del suministro, y la implementación de una modernización tecnológica.

Las infraestructuras, realizadas y costeadas por Viesgo e Iberdrola como empresas de distribución responsables de las mismas, deben ser presentadas y aprobadas por el Gobierno de Cantabria y comunicadas a la Comisión Nacional de la Energía.

13.- Endesa y Naturgy se adjudican el suministro de energía y gas natural de Paradores por 12 millones.

Elperiodicodelaenergia.com, 23 de abril de 2025

Ambas ofertas han sido valoradas también por su calidad-precio.

Paradores ha adjudicado la contratación del suministro de energía eléctrica y gas natural para su red de establecimientos a Endesa y Naturgy a través de sendos lotes por un **plazo de un año y un importe total de 12 millones de euros.**

Tal y como consta en la Plataforma de Contratación del Sector Público, previa consulta en Informa, **Endesa** ha ofrecido la oferta con "mejor relación calidad-precio" del primer lote -- valorado en 9,4 millones de euros-- en su alternativa 1.B, con certificado de garantía de origen 100% renovable.

Por tanto, la compañía liderada por **José Damián Bogas** vuelve a suministrar este servicio en la hotelera pública tres años después de conseguir su adjudicación en 2021. El año pasado fue Iberdrola quien consiguió el contrato para este lote.

Por su parte, **Naturgy** ha sido la firma elegida para el segundo lote por un importe de **2,6 millones de euros para el suministro de gas natural**, repitiendo por tercer año consecutivo en este servicio. Su oferta ha sido valorada también por su calidad-precio.

Endesa y Naturgy

El contrato salió a licitación por 16,6 millones de euros y la modalidad de la oferta es a precio fijo, lo que persigue una mayor estabilización de presupuestos ante la volatilidad de mercados y produce ahorros significativos en la facturación global de los suministros de los centros de consumo.

Sobre la duración del servicio, el contrato señala que, debido a la actual situación inflacionista provocada por una evolución al alza e inestabilidad en los precios, principalmente de la energía y materias primas, no considera "adecuado", en aras de conseguir una mayor concurrencia en las contrataciones, que la extensión 'del contrato sea mayor de un año.

No obstante, el contrato podrá ser **objeto** de una prórroga adicional máxima de seis meses de duración a su finalización, si se produjera su conclusión antes de la expiración del plazo previsto de duración del mismo o cualquier causa que hubiera impedido la preparación de la contratación sustitutiva.

14.- Iberdrola vende el 50% de Itabapoana Transmisión a GIC y fortalece su alianza en redes en Brasil con el fondo.

Elperiodicodelaenergia.com, 23 de abril de 2025

El proyecto Itabapoana, adquirido a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) en diciembre de 2018, tiene 221,9 kilómetros de línea de transmisión, en doble circuito, entre las subestaciones Mutum (MG) y Campos 2 (RJ), con una tensión de 500 kV.

Iberdrola, a través de su filial brasileña Neoenergia, ha alcanzado un acuerdo para la venta del 50% de su participación en la Itabapoana Transmisión a GIC, el fondo soberano de Singapur, valorada en un importe de 127,5 millones de reales (unos 19,5 millones de euros) -sujeto a los ajustes habituales hasta la conclusión de la operación-.

En concreto, el activo se invertirá en el holding Neoenergia Transmissão. Al final de la transacción, la estructura de este vehículo estará conformada al 50% por Neoenergia y GIC.

En un comunicado, la filial de Iberdrola indica que este acuerdo representa "un paso más" en su plan de rotación de activos, "que busca siempre capturar las mejores oportunidades del mercado".

El proyecto Itabapoana, adquirido a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) en diciembre de 2018, tiene 221,9 kilómetros de línea de transmisión, en doble circuito, entre las subestaciones Mutum (MG) y Campos 2 (RJ), con una tensión de 500 kV.

Además, el acuerdo supone también un avance en la cooperación de Iberdrola con GIC, que aporta mayor solidez a los planes del grupo de inversiones en transmisión.

Alianza

En 2023, Iberdrola y el fondo soberano de Singapur cerraron un acuerdo para desarrollar nuevas redes de transmisión eléctrica en Brasil por 2.400 millones de reales brasileños (unos 465 millones de euros).

Según la alianza, ambas sociedades invertirán en activos operativos de transporte en Jalapao, Santa Luzia, Dourados, Atibaia, Biguacu, Sobral, Narandiba y Río Formoso, con un total de 1.865 kilómetros de líneas de transporte y con un plazo medio de concesión de 25 años.

A finales de este 2025, Neoenergia completará su ciclo de inversiones en transmisión, con la entrada en operación de los últimos cuatro lotes que están en construcción (Vale Itajaí, Guanabara, Morro do Chapéu y Alto Paranaíba).

Esto representa aproximadamente 1.000 millones de reales (unos 153 millones de euros) adicionales en RAP (Ingresos Anuales Permitidos). En 2024, se entregaron los proyectos Itabapoana, Estreito y Paraíso, además de importantes tramos de Morro do Chapéu, Guanabara y Vale do Itajaí, agregando cerca de 300 millones de reales (unos 46 millones de euros en nuevos ingresos anuales permitidos y cerrando 2024 con 1.000 millones de reales en RAP liberados.

"Esta nueva operación reafirma la excelencia operativa de Neoenergia y su cultura interna de buscar siempre la mejor asignación de capital y optimizar los resultados para los accionistas. Próximamente entraremos en operación más lotes, lo que refuerza la firmeza de nuestra estrategia. Nos complace contar con un socio con un propósito alineado y reconocimiento internacional, señaló el consejero delegado de Neoenergia, Eduardo Capelastegui.