

Resumen de **Prensa** Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

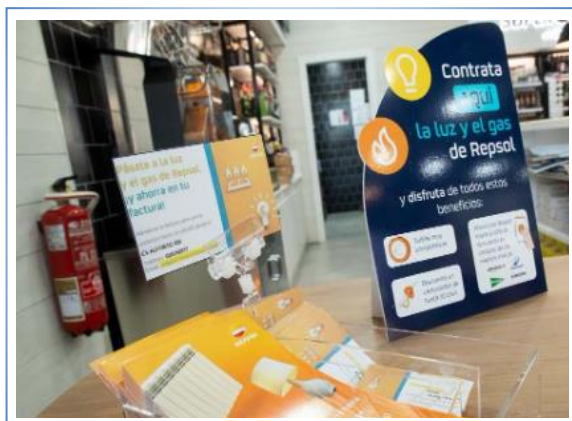
Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

1.- Repsol aprovecha la Semana Santa para lanzar un órdago a Iberdrola y Endesa.

Eleconomista.es, 4 de abril de 2025

Duplica los descuentos en carburante hasta el 21 de abril a los 9 millones de usuarios de Waylet
Un cliente que tenga luz, calefacción y solar logrará descuentos de hasta 40 céntimos por litro.



Repsol aprovecha la Semana Santa para lanzar un nuevo órdago comercial a Iberdrola, Endesa y Naturgy. La compañía ha decidido duplicar los descuentos en carburantes que ofrece a los 9 millones de usuarios de Waylet desde el 1 al 21 de abril al tiempo que les ofrece su tarifa de electricidad.

De este modo, la petrolera plantea a los clientes ahorros de hasta 40 céntimos por litro en los repostajes (20 euros por un depósito de 50 litros) a los que tengan la máxima fidelización con la compañía (coche, luz, calefacción y solar).

La petrolera ofrece a los clientes contratar su tarifa Tranquilidad con un precio fijo para las 24 horas de 0,1299 euros/kWh y además ofrece un 2% adicional en saldo Waylet,

un 7% en otras marcas (Nike, HP, Ikea o JustEat), 40 euros en saldo Waylet y dos meses del servicio de mantenimiento para el hogar.

Asimismo, para los usuarios del vehículo eléctrico les ofrece un precio más bajo a través de Waylet Luz Movilidad Eléctrica con un precio de 0,0999 euros/kWh.

Durante la duración de esta promoción, los usuarios de Waylet que dispongan de coche eléctrico conseguirán hasta el 100% de su recarga eléctrica en saldo por cada recarga en las estaciones de servicio. El saldo que consigan dependerá en este caso de los productos que tenga contratados. Con esta medida, Repsol aspira a seguir creciendo en el sector eléctrico, donde ya durante el año pasado fue la compañía que registró un mayor crecimiento.

A este escenario se suma que el año pasado se batieron récords de cambio de compañía energética con

cerca de 10 millones de nuevos contratos. Esta situación ha desatado una gran batalla por el cliente en la que cada compañía está afrontando la batalla de un modo distinto.

Comercializadora mercado libre	2021		2022		2023	
	Suministros	% Total	Suministros	% Total	Suministros	% Total
GRUPO IBERDROLA	6.786.603	34,3	7.585.316	35,4	7.374.120	34,0
GRUPO ENDESA	5.418.078	27,4	6.223.125	29,1	6.248.877	28,8
GRUPO NATURGY	2.077.576	10,5	2.588.559	12,1	2.755.599	12,7
GRUPO REPSOL	888.144	4,5	1.100.625	5,1	1.349.458	6,2
GRUPO TOTALERGIAS	937.945	4,7	922.435	4,3	828.513	3,8
Subtotal 5 grupos comercializadores con mayor cuota	16.108.346	81,3	18.420.060	86,1	18.556.567	85,6
FENIE ENERGÍA	442.597	2,2	381.265	1,8	360.922	1,7
GRUPO CHC	369.646	1,9	295.267	1,4	249.124	1,1
ENI PLENITUDE (IBERIA (antes ALDRIO ENERGÍA Y SOLUCIONES)	256.750	1,3	205.725	1,0	229.485	1,1
GRUPO HOLALUZ (incluye BULB desde 12-2021 hasta 07-2022)	318.330	1,6	283.930	1,3	201.203	0,9
GRUPO FACTOR ENERGÍA	112.743	0,6	132.646	0,6	187.645	0,9
GRUPO AUDAX	237.950	1,2	156.568	0,7	148.259	0,7
MÁSMÓVIL/ Energía Colectiva (hasta febrero 2021)	172.373	0,9	125.536	0,6	144.393	0,7
SOM ENERGÍA	133.247	0,7	123.380	0,6	117.857	0,5
BON PREU	27.195	0,1	37.792	0,2	64.890	0,3
DICTOPUS ENERGY	4.242	0,0	8.431	0,04	63.616	0,3
GESTERNOVA	52.409	0,3	47.492	0,2	55.861	0,3
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ	58.406	0,3	52.442	0,2	49.503	0,2
RESTO DE COMERCIALIZADORES	1.508.077	7,6	1.129.307	5,3	1.260.519	5,8
Subtotal otros comercializadores	3.693.965	18,7	2.979.781	13,9	3.133.277	14,4
Total mercado libre	19.802.311	100	21.399.841	100	21.689.844	100

fuente: CNMC

Endesa ha lanzado una nueva campaña de publicidad con el eslogan Endesa, tu casa con el que pretenden dar el primer paso para volver a acercarse a los clientes domésticos. La compañía prepara además una reforma completa de sus puntos de atención al cliente. Para ello, ha iniciado un nuevo concepto con el cliente en el centro de los casi 300 puntos de atención y venta con los que cuenta en España y se plantea abrir prácticamente un

centenar durante este mismo año en España y Portugal, sin limitarse a las áreas donde es distribuidora.

Naturgy ha creado una nueva comercializadora completamente digital con la que pretende mejorar la atención al cliente y renovará también sus puntos de atención.

Iberdrola prepara el lanzamiento de una comercializadora digital, Fastlight, para jóvenes, que ya ha sido autorizada por la CNMC pero que todavía no está en el mercado.

Un millón de clientes al día

Para reforzar su ofensiva en el sector eléctrico, Repsol cuenta además con la fuerza de venta de contar con la mayor red de estaciones de servicio del país, con más de 3.500 puntos de venta, y ubicaciones estratégicas por donde pasan a diario un millón de personas.

La compañía está reforzando la oferta mediante la incorporación de un córner donde ofrecer sus servicios de luz y gas, además de una batería de productos para incrementar los contactos comerciales con el cliente y darle una oferta que les genere un mayor tiempo de permanencia.

La petrolera, uno de los mayores vendedores de pan del país, lanzó recientemente un acuerdo estratégico con Levaduramadre para vender una variada gama de panes de masa madre, repostería y dulces artesanales, tal y como adelantó este diario. El objetivo es vender pan artesano en 100 estaciones de servicio en los próximos tres años.

La empresa multienergética cuenta además con un acuerdo con Sr. Mendrugo, una empresa dedicada a luchar contra el desperdicio alimentario para favorecer el desarrollo local. Las estaciones de servicio recogen el pan duro sobrante para que se pueda utilizar como materia prima para elaborar cerveza.

Repsol lanzó también en abril del año pasado un acuerdo que se podría calificar de pata negra con el rey del jamón Enrique Tomás para ofrecer una variedad de sus productos en las principales ciudades españolas y puntos importantes de las carreteras.

La compañía energética dispone además de una alianza con la cadena de restaurantes Lizarran, que cuenta ya con 200 puntos de ventas en sus estaciones de servicio, y ofrece los llamados espacios Starbucks on the go, diseñados con un formato que permite conservar la esencia y apariencia de estas cafeterías, utilizando, además, la tecnología suiza de café espresso.

Toda esta oferta se une además a sus tradicionales tiendas Sprint o a la línea Supercor Stop & Go, que ha modernizado su imagen y los tradicionales acuerdos con Disney y con las ópticas de Sun Planet para distribuir sus productos.

El mercado eléctrico estaba compuesto por 30,4 millones de puntos de suministro en junio de 2024: 8,6 millones del mercado regulado (28,2%) y 21,8 millones del mercado libre (71,8%).

2.- Iberdrola inaugura su mayor proyecto solar en EEUU con una inversión de 341 millones de euros.

estrategiasdeinversion.com, 31 de marzo de 2025

El proyecto suministra electricidad a Texas y respaldará las operaciones del 'gigante' tecnológico Meta, incluyendo su próximo centro de datos en la vecina Temple, su segundo 'data center' en Texas.



Iberdrola, a través de su filial Avangrid, ha puesto en operación comercial su mayor proyecto solar en Estados Unidos hasta la fecha, el parque True North, con una capacidad instalada de 321 megavatios (MWdc) -238 MWac-, situado en Falls County (Texas) y una inversión de 369 millones de dólares (unos 341 millones de euros).

El proyecto True North suministra electricidad a la red eléctrica de Texas y respalda las operaciones del gigante tecnológico Meta, incluyendo su próximo centro de datos en la vecina Temple, el segundo data center en Texas.

Según un informe del Departamento de Energía de Estados Unidos, se espera que los centros de datos representen el 12% del consumo energético del país para 2028, triplicando el nivel del año anterior.

Estos proyectos son fundamentales para respaldar el crecimiento de la demanda y garantizar el suministro de energía a las comunidades locales.

Estados Unidos es un mercado estratégico para Iberdrola, que ha anunciado planes de inversión por más de 20.000 millones de dólares (unos 18.303 millones de euros) hasta 2030 en infraestructuras de redes. Durante el Congreso CERAWEEK en Houston, el presidente de la compañía, Ignacio Sánchez Galán, reafirmó el compromiso del grupo con el país.

Galán destacó que Estados Unidos es uno de los principales destinos de inversión para Iberdrola, que planea modernizar, expandir y digitalizar las infraestructuras de redes para satisfacer el aumento de la demanda energética en el país.

Con True North, Iberdrola cuenta ahora con siete proyectos en Texas, alcanzando una capacidad instalada de casi 1,6 gigavatios y una inversión directa de más de 2.000 millones de dólares en el estado. Este parque solar generará suficiente energía para abastecer a cerca de 60.000 hogares estadounidenses anualmente.

Pedro Azagra, consejero delegado de Avangrid, señaló la importancia de True North para garantizar la resiliencia y fiabilidad de la red eléctrica de Texas, especialmente con el aumento previsto en la construcción de centros de datos en los próximos años.

La construcción de True North ha generado alrededor de 300 empleos y se espera que contribuya con más de 40 millones de dólares en impuestos de propiedad a lo largo de su vida útil. Además, ha respaldado empleos permanentes y ha impulsado la industria manufacturera estadounidense a través de asociaciones estratégicas con proveedores locales.

Iberdrola opera en 24 estados de Estados Unidos, con un enfoque en redes y energías renovables. En el ámbito de las energías verdes, la compañía posee y opera más de 75 instalaciones de generación de energía en el país, atendiendo a más de 2,2 millones de clientes.

3.- Las restricciones técnicas, el "nuevo" concepto que encarece la factura de la luz.

elperiodicodelaenergia.com, 6 de abril de 2025

REE trabaja en una nueva normativa para permitir que consumidores más pequeños puedan participar mediante la figura del agregador, lo que podría mejorar la eficiencia y reducir costes.

Hasta hace poco, pocos consumidores habían oído hablar de las "restricciones técnicas" dentro del sistema eléctrico español. Sin embargo, este concepto empieza a sonar con más fuerza, sobre todo cuando se trata de entender por qué la factura de la luz sigue subiendo, incluso en un país como España, donde las energías renovables —más baratas— cada vez tienen más peso en el mix energético.

Lejos de ser un tecnicismo sin impacto directo, las restricciones técnicas se han convertido en una pieza clave del complejo engranaje que determina el precio final de la electricidad que pagamos en casa.



¿Qué son?

Para comprender este fenómeno, es necesario observar cómo está diseñado el sistema eléctrico. La electricidad, por su naturaleza, no se puede almacenar fácilmente —aunque eso está empezando a cambiar—, por lo que en cada instante la generación debe igualar a la demanda. Cuando esto no sucede

—ya sea por un exceso de producción solar al mediodía o por un pico inesperado de consumo al anochecer— entran en juego los llamados servicios de ajuste.

Las “restricciones técnicas” son precisamente uno de esos mecanismos de ajuste. Su objetivo es garantizar la estabilidad del sistema cuando se dan condiciones complejas. Pero mantener ese equilibrio tiene un precio: hay que pagar a determinadas plantas eléctricas para que produzcan más o menos energía, según las necesidades del momento, y muchas veces esos pagos se realizan a precios superiores a los del mercado eléctrico mayorista.

En esencia, las restricciones técnicas son limitaciones que impiden que la red eléctrica funcione de manera óptima. Pueden deberse a múltiples factores: congestión en las líneas de transporte, exceso de generación renovable en momentos de baja demanda, o desequilibrios entre los puntos de producción y los de consumo. Su gestión recae sobre Red Eléctrica de España (REE), que utiliza herramientas específicas para mantener la calidad, la seguridad y la estabilidad del suministro eléctrico.

Como explica Joaquín Giráldez, socio cofundador de Ingebau, “las restricciones técnicas hacen que la casación —esa operación matemática que decide qué energía entra al sistema— cumpla también con las leyes físicas. Es decir, que la electricidad circule por donde realmente puede, no solo por donde sería más barato que lo hiciera”. Y añade que “cuando migramos a un modelo basado en generación distribuida con renovables, nos damos cuenta de que las redes no están preparadas. O invertimos más en infraestructuras, o asumimos esos costes. Y, como casi siempre, lo acaba pagando el consumidor”.

Impacto en la factura

Resolver estas limitaciones no es barato. Para evitar colapsos o cortes de suministro, REE se ve obligada, en muchas ocasiones, a recurrir a tecnologías más caras y gestionables, como las centrales de gas o hidroeléctricas. “En momentos con mucha producción no gestionable —como la solar o la eólica— y poca demanda, es necesario activar centrales térmicas, que cobran un precio más alto porque no compiten en el mercado diario, sino que se activan para resolver desequilibrios”, explica Javier Colón, CEO de la consultora Neuroenergía.

Estos costes adicionales se trasladan al consumidor final. En las tarifas reguladas o indexadas al mercado, el precio horario de la electricidad ya incluye estos servicios de ajuste. En las tarifas de precio fijo, las comercializadoras estiman cuánto costarán las restricciones técnicas durante el año y lo incorporan a sus ofertas. En ambos casos, el resultado es el mismo: la factura se encarece.

El aumento de las restricciones técnicas no es un error del sistema, sino la consecuencia lógica de una transformación estructural. España ha apostado decididamente por las energías renovables, que tienen un coste marginal muy bajo pero también una gran intermitencia, lo que complica la gestión del sistema eléctrico. Como señala Colón, “hay más restricciones en tiempo real y más problemas de tensión por falta de demanda o exceso de generación renovable”.

A esto se suma otro problema: la infraestructura actual no siempre acompaña este cambio. Buena parte de la generación renovable se encuentra en zonas alejadas de los principales centros de consumo, lo que genera cuellos de botella en la red. “Siempre que hay sol, se genera energía en los mismos lugares, que suelen estar lejos de donde se consume. Si no queremos pagar por esto, tenemos que invertir más en redes”, insiste Giráldez.

Nueva normativa

Además de las restricciones técnicas, existen otros mecanismos de ajuste, como el mercado de regulación secundaria o el incipiente mercado de respuesta activa de la demanda. Según Colón, en la regulación secundaria, REE paga por una potencia disponible que, muchas veces, ni siquiera se utiliza, pero que debe estar lista “por si acaso”. Como el número de actores disponibles es limitado —especialmente en ciertas franjas horarias—, la competencia es escasa y los precios suben.

La respuesta activa de la demanda, por su parte, busca incentivar que los consumidores reduzcan o modifiquen su consumo en momentos críticos. Sin embargo, este sistema ha resultado especialmente costoso durante el último año. REE trabaja en una nueva normativa para permitir que consumidores más

pequeños puedan participar mediante la figura del agregador, lo que podría mejorar la eficiencia y reducir costes.

¿Soluciones?

A medio plazo, una de las grandes esperanzas para reducir el impacto de estas restricciones es el desarrollo de baterías de almacenamiento a gran escala. También será clave invertir en redes eléctricas más modernas y flexibles. Pero el gran interrogante sigue siendo quién debe asumir estos costes: ¿el consumidor, el generador o la distribuidora?

El debate está abierto. Porque aunque las energías renovables siguen siendo, en teoría, la opción más barata dentro del mercado mayorista, los costes asociados a mantener la red en equilibrio están diluyendo esa ventaja en el recibo final. “No se puede decir que los renovables son siempre maravillosas y que abaratan el precio. Es cierto que lo hacen en el mercado, pero luego aumentan los costes del servicio de ajuste”, concluye Giráldez.

4.- Las energéticas ultimán un acuerdo para retrasar el cierre de Almaraz.

lavanguardia.com, 7 de abril de 2025

Valoran invertir 13 millones para que la central nuclear funcione hasta el 2030

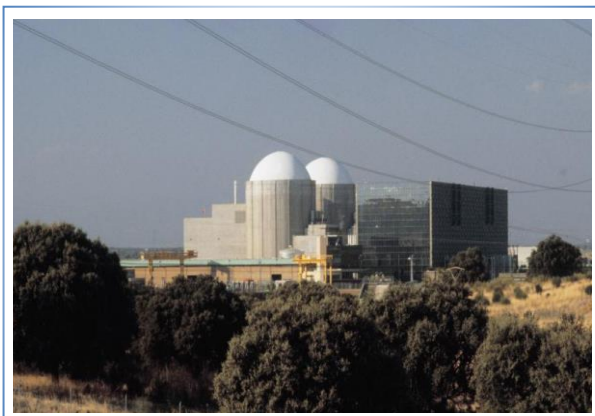
La cuenta atrás para el cierre definitivo de Almaraz se acerca a su fin. Tras muchas dilaciones en el calendario previsto, mayo del 2025 se considera el punto de no retorno. Si antes de que acabe ese mes no se realiza un nuevo pedido de uranio, o no se actualizan las autorizaciones de formación para los operadores, entre otras actuaciones, el cierre previsto para el 2027 ya no tendrá vuelta atrás, y con él, el del resto del parque nuclear español.

Este tic-tac del reloj ha conseguido que todos los implicados en el cierre ajusten sus posiciones. El Gobierno ha abierto el diálogo con las empresas, y el Partido Popular ha anunciado la presentación de un proyecto de ley para evitar el cierre para el que Alberto Núñez Feijóo asegura que hay “mayoría parlamentaria”.

Sería la baza con la que parar el reloj del desmantelamiento y darse tiempo para negociar a largo plazo.

Pero el cambio más importante es que las empresas propietarias de la central de Almaraz, Iberdrola, Endesa y Naturgy, todas ellas con intereses estratégicos muy dispares, están valorando una solución de consenso para evitar el cierre definitivo.

Se trata de una ampliación temporal de la actividad hasta el año 2030. Es decir, dejarla funcionar tres años más de lo previsto y hacerla coincidir con el final del actual Plan Nacional de Estrategia y Clima (Pniec). “Técnicamente no hay ningún problema y así el país se da margen para testar si los objetivos del Pniec se cumplen y, sobre todo, se podría tener más claridad ante el actual contexto de incertidumbre geopolítica”, explican fuentes conocedoras de esta propuesta.



Almaraz ya solicitó una ampliación de la autorización de seguridad en el 2020 cuando se estableció su cierre en el 2027. Pero esas autorizaciones se conceden por un plazo de 10 años, con lo cual los requisitos de seguridad que se establecieron están vigentes hasta el 2030. “Lo que habría que pedir es una autorización administrativa de actividad, que no debe implicar mucho problema, si hay voluntad por parte de todos”, explican las fuentes consultadas.

Para avanzar en ese plan es necesario que se cumplan algunos pasos. El primero es que las tres propietarias de Almaraz estén de acuerdo. Algo que en teoría ya se ha conseguido, pero que hay que llevar a la práctica. La

semana pasada, los principales directivos de Iberdrola y Endesa volvieron a reiterar en público la necesidad de que España reconsidere su plan de cierre de nucleares como vienen haciendo el último año. A ellos, se sumó por primera vez en público Francisco Reynés, presidente de Naturgy, propietaria minoritaria de Almaraz, quien planteó esta solución temporal “para evitar que España cometa un error histórico”.

La propuesta se ve con buenos ojos en las sedes centrales de las tres compañías, pero hace falta plasmarla en un documento que podría firmarse en la próxima reunión del consejo de la comunidad de bienes de Almaraz-Trillo, CNAT, que, con toda probabilidad, se reunirá pasada la Semana Santa.

De ser así, las empresas energéticas ya tendrán el documento que les ha reclamado la ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, con el que parar el reloj del cierre. Pero sin la necesidad de asumir el elevado coste que supondría asumir los trabajos de seguridad necesarios para abordar una ampliación normal por otros 10 años. Una “miniprórroga” (como la denominan) comporta la realización de un estudio que justifique la ampliación de la licencia de funcionamiento que debería ser revisado y aprobado por el Consejo de Seguridad Nuclear. Esta actualización conlleva costes de 13 millones de euros que las empresas estarían dispuestas a asumir siempre que el Gobierno y el arco político den muestras de “un apoyo estable a la nuclear”.

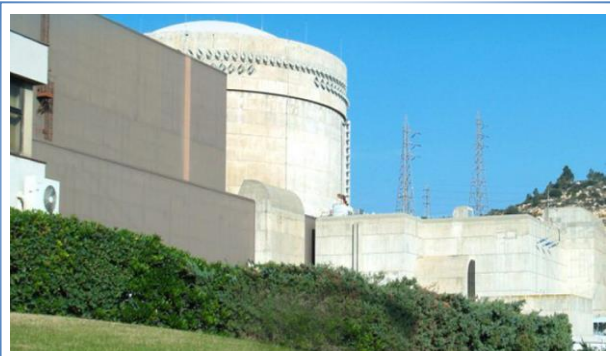
“Es un riesgo que las empresas deben asumir, si se les garantiza que durante este tiempo la actividad es rentable, y que permite al Estado una valoración más calmada sobre la totalidad del parque nuclear en función del Pniec, el contexto geopolítico y la nueva regulación europea”, explican.

Las fuentes consultadas aseguran que la presión de Europa es evidente y que frente a las posiciones inmovilistas de hace meses “algo se está moviendo también en España”.

5.- Las eléctricas vuelven a reducir carga en sus centrales nucleares por los bajos precios del fin de semana.

elperiodicodelaenergia.com, 7 de abril de 2025

Ya son tres fines de semana consecutivos en los que Iberdrola y Endesa reducen carga en alguna de sus centrales nucleares para no producir a pérdidas.



Los curtailments económicos están al orden del día en el mercado eléctrico español con la llegada de la primavera. La demanda es baja, y más los fines de semana, la energía solar fotovoltaica tumba los precios y coloca el mercado en terreno negativo.

Sobra energía. Falta demanda. Porque las compañías se ven obligadas a parar sus centrales. Ya sean parques eólicos, plantas fotovoltaicas o centrales nucleares.

Durante este fin de semana tres reactores nucleares de Iberdrola y Endesa, entre ellos Ascó I y probablemente sean de nuevo los dos de Almaraz han reducido carga en el entorno de 1 GW aproximadamente.

Un gigavatio menos

Según los datos de Red Eléctrica, la producción nuclear pasó el viernes de 6.100 MW a algo menos de 5.100 MW durante todo el fin de semana para esta madrugada del lunes regresar de nuevo a los 6.100 MW. (Falta la planta de Trillo que está en parada para recargar combustible).

Se trata del tercer fin de semana en que las eléctricas deciden reducir carga para producir la menor energía posible ya que se encuentran con una situación de precios de mercado tan baja que a veces no les da ni para cubrir los costes de generación.

Cabe recordar que la nuclear soporta una alta fiscalidad de unos 14-15 €/MWh a la que hay que sumar la Tasa Enresa por lo que hace inviable estos días producir energía con alguna ganancia.

Autodestrucción renovable

Las renovables son las culpables de esta situación. Pero también la sufren ellos. La solar decide autoapagarse y no funcionar salvo que tengas pactado algún tipo de precio con un comprador y la eólica se lleva el varapalo durante las horas solares sufriendo curtailments de 3 ó 4 gigavatios.

Esto es lo que sucedido con la eólica este fin de semana. Pasa de 5.000 MW a unos 1.500 MW para luego volver a subir por encima de los 6.000 MW.

Y en el caso de la solar es curioso que de 33 GW conectados sólo hagan falta unos 12 ó 13 GW y no se consiga integrar más energía.

Lo único que queda claro de todo es que España necesita urgentemente más demanda. Un sistema eléctrico así es bastante deficiente, aunque sean sólo unos meses.

6.- Acciona saca a la venta su última cartera de centrales hidroeléctricas en España.

eleconomista.es, 8 de abril de 2025

El grupo venderá 18 minihidráulicas en Navarra con una capacidad conjunta de 67 MW. En los últimos meses ha vendido a Elawan y Endesa un total de 801 MW hidráulicos.

Acciona ha puesto a la venta su última cartera de centrales hidroeléctricas en España, con una capacidad conjunta de unos 67 MW, tras sellar en los últimos meses el traspaso de dos lotes de 175 MW y 626 MW a Elawan y Endesa, respectivamente.

El grupo que preside José Manuel Entrecanales cuenta con el asesoramiento del banco francés BNP para su plan de desinversiones y en los procesos anteriores de plantas hidráulicas también recurrió a Crédit Agricole y Lazard. Ahora **busca transferir los últimos activos hidráulicos que la filial Acciona Energía tiene en su perímetro.**



La cartera que sale al mercado está compuesta por 18 centrales minihidráulicas ubicadas en distintos puntos de Navarra y que suman en conjunto 67 MW de potencia. Se trata de los proyectos Almandoz, Goizueta, Arlas, Betolegui I, Caparrosa, Irabia, Irati, Lerín, Machín, Murillo El Fruto, Las Norias Tudela, Olaldea I y II, Santacara, Sartaguda, Tudela y Viana II y III. Tienen capacidades que oscilan entre 0,5 MW y 6,2 MW, con periodos de concesión que se sitúan entre los años 2031 y 2061. Los activos están directamente controlados por Acciona Energía. En virtud de las valoraciones obtenidas en los traspasos de las carteras

hidroeléctricas a Elawan y Endesa, **este nuevo proceso podría alcanzar un precio cercano a los 100 millones de euros.** Fuentes oficiales de Acciona han declinado realizar comentarios.

Con las dos desinversiones ya ejecutadas y la que ahora tiene en marcha, Acciona borrará de su plataforma energética la generación hidroeléctrica, que ha formado parte de su actividad desde su entrada en el negocio energético. No en vano, la compañía adquirió en 1994 **Energía Hidroeléctrica de Navarra (EHN)**, sociedad que había sido creada en 1989 para construir y adquirir varias centrales hidráulicas en Navarra. Son, de hecho, muchos de los proyectos que se incluyen en la cartera que tiene en venta Acciona.

Al cierre de 2023, Acciona contabilizaba 74 centrales hidroeléctricas en propiedad, ubicadas en diversas cuencas fluviales de España con una capacidad conjunta de 868 MW. Aquel año, la cifra de negocio de esta división alcanzó los 174 millones de euros, un 43,7% menos que los 309 millones de 2022 **debido a la caída de los precios** de la electricidad. El resultado bruto de explotación (ebitda) se situó en 149 millones, frente a los 200 millones de 2022.

La desinversión del último paquete de centrales hidráulicas **se enmarca en la estrategia de rotación de activos de Acciona para obtener recursos con los que controlar su endeudamiento** -y proteger así el grado de inversión por parte de las agencias de calificación- y potenciar nuevas inversiones. Tiene en el escaparate proyectos de energías renovables con una capacidad total de 4,5 GW en España y Sudáfrica, fundamentalmente. No en vano, aunque en principio la idea es vender los 67 MW hidráulicos por separado, no se descarta que pueda incluirse en un paquete mayor con otros activos eólicos.

En julio de 2024, Acciona Energía acordó transferir a Elawan, propiedad de la japonesa Orix, la sociedad Acciona Saltos de Agua, dueña de 23 hidroeléctricas en España con 175 MW de capacidad. El importe de la transacción ascendió a 287 millones de euros, con unos 170 millones de plusvalías. Hace unas semanas, el grupo que controla la familia Entrecanales cerró la venta a Endesa de Corporación Acciona Hidráulica, propietaria de 34 hidroeléctricas en Aragón, Soria, Valencia y Navarra con 626 MW y una vida restante media de 30 años. Su valor ascendió a 1.000 millones, con unas ganancias de 620 millones para Acciona.

Más allá de Acciona, hay otras operaciones del sector hidráulico en el mercado. Iberdrola tiene a la venta un lote de minihidráulicas de 30 MW, Plenium Partners, otra cartera de hasta 83 MW, y Cube ofrece su plataforma hidráulica dentro de una cartera que incluye activos fotovoltaicos.

7.- Red Eléctrica prevé un aumento del riesgo para la seguridad de suministro eléctrico coincidiendo con el cierre de Almaraz.

20minutos.es, 9 de abril de 2025

El riesgo de suministro es de las 4 horas en 2026 y de 4,8 en 2028, pero desciende a 0,3 horas en 2030.

El organismo europeo de operadores eléctricos atribuye la posibilidad al "riesgo de desmantelamiento" de instalaciones de gas.

Hacer 'cómplice' a la industria o que el Estado compre las centrales o su electricidad, ideas para una prórroga nuclear.



El riesgo para la seguridad de suministro eléctrico, que podría eventualmente desembocar en un apagón en España, aumentará en 2028 con respecto a 2026, coincidiendo con el momento en el que se habrá completado la clausura de la primera central nuclear llamada a cerrar sus puertas, la extremeña de Almaraz. Así lo afirma la última evaluación sobre recursos eléctricos en la UE elaborado por la Red Europea de Operadores de Sistemas de Trasmisión de Electricidad (ENTSO) y con datos en España facilitados por Red Eléctrica, que advierte del "riesgo" que existe en el corto y medio plazo de que algunas capacidades de generación puedan ser

desmanteladas. El informe menciona expresamente las que producen electricidad con gas natural, los ciclos combinados, pero el "corto plazo" coincide en España con el inicio previsto del cierre nuclear.

El informe, que se alimenta de los operadores nacionales, en el caso español, de Red Eléctrica, solo menciona la reducción prevista de consumo de combustibles fósiles como el gas para generar electricidad y no menciona la energía nuclear, que, según el calendario previsto, se irá apagando en España entre 2027 y 2035. Sí ilustra a lo largo de varios mapas el riesgo que existirá en España a lo largo de los próximos años de que no haya suficiente electricidad para satisfacer la demanda y se produzca un apagón, que es algo que se calcula en función de todas las tecnologías disponibles para producir electricidad.

Aunque a más largo plazo, a partir de 2030, las expectativas mejoran y el riesgo desciende al 0,3 ese año y al 0,5 en 2035, el dato inquietante es a más corto plazo y coincide con el cierre de los dos reactores de Almaraz, previstos para noviembre de 2027 el primero y octubre de 2028 el segundo. También, con una de las advertencias que hace la ENTSO en su informe, que "en el corto y medio plazo (años 2026, 2028 y 2030) significativas capacidades están en riesgo de ser desmanteladas".

Fuentes de Red Eléctrica indican que "no existe riesgo de apagón" y que el informe "no realiza cuestionamientos de ningún grupo nuclear", sino que su "principal conclusión" es que "un volumen importante de ciclos combinados (más de 9 GW) podría ser económicamente inviable en los próximos años si no se establecen incentivos para estas centrales". En caso de desmantelarlo, "aumentarían los riesgos de cobertura por encima del estándar de fiabilidad del suministro", que en España sitúa en 0,8 horas al año, desde las 4 horas en las que podría fallar en 2026 a las 4,8 horas en 2028.

En el contexto europeo, el riesgo de apagón en 2026 en España es muy inferior al de Alemania (8,7 horas al año), Hungría (8,4) o Dinamarca (10,3) y ligeramente menor que en Francia (4,1). En 2028, el riesgo español de 4,8 horas al año sin suficiente oferta de electricidad se distancia del francés (3,6 horas) y también, por todo lo contrario de países del centro o y este de Europa, donde superan ampliamente las 15 y 20 horas de riesgo.

A medida que avanzan los años, el riesgo en España se reduce notablemente, en base a las "estimaciones" de REE, realizadas en función de los instrumentos que están previstos, como un mayor despliegue de renovables o la creación del mercado de capacidad que prepara el Ministerio para la Transición Ecológica, precisamente para tener una reserva de electricidad no destinada al consumo, sino a intervenir cuando la demanda aumenta sobre la oferta.

En 2030, las previsiones de REE son que el riesgo de apagón descienda hasta 0,3 horas y que en 2035 sea de 0,5 horas, en ambos casos muy por debajo de casi el resto de países de la UE, a excepción de Italia y Grecia, que esperan cotas similares.

Sin embargo, para el largo plazo, a partir de 2030, el informe alerta de varios "riesgos" que también tienen que ver con las energías renovables y la necesidad de hacer inversiones en un momento de precios bajos. "Este informe asume que una parte significativa de las inversiones se orientará por precios escasos durante periodos de alta demanda o restricciones de suministro, cuando se esperan los picos de operación de estas unidades. Sin embargo, inversores que no quieran arriesgarse podrían decidir posponer las inversiones si no están respaldadas por contratos a largo plazo", señala.

"Se espera que la capacidad de generación de electricidad renovable se expanda en los próximos días en base a los objetivos de los operadores nacionales [en el caso de España, los del PNIIEC]. Sin embargo, debido a las intermitencias de los recursos renovables, la capacidad no será suficiente para compensar el declive esperado de la electricidad térmica y la creciente electrificación para 2025", añade.

8.- La gran paradoja de la energía solar: cuanto más barata es, más colapsa la red eléctrica en todo el mundo.

xataka.com, 6 de abril de 2025

De Pakistán a California, las masivas instalaciones de paneles fotovoltaicos están abriendo brechas en la red.

Europa tendrá que invertir entre 65.000 y 100.000 millones de euros anuales para modernizar su infraestructura.

En 1812, un alemán llamado Frederick Winsor fundó en Londres la Gas Light and Coke Company. Su propuesta era abastecer de gas a múltiples hogares de forma centralizada, en lugar de que cada uno tuviese que comprar y quemar su propio carbón o su propia leña. Así nacieron los servicios públicos, que hoy se enfrentan a su mayor transformación en dos siglos por efecto de las renovables.



La red eléctrica. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), hoy en día hay 80 millones de kilómetros de redes eléctricas en el mundo. Para 2040, harán falta 50 millones de kilómetros adicionales, además de la urgente necesidad de modernizar otros 30 millones de kilómetros de la red actual.

El reto no es solamente de cantidad: no basta con multiplicar el tendido eléctrico. La energía eólica, y especialmente la energía solar, han introducido la necesidad de digitalizar toda la infraestructura, insertar sistemas de control y mejorar su flexibilidad para manejar la naturaleza intermitente de las renovables.

La paradoja de la energía solar. Cuanto más accesibles se vuelven los paneles fotovoltaicos, más usuarios optan por abandonar parcialmente la red eléctrica. Esto encarece el coste para quienes se quedan, y pone en jaque la estabilidad del sistema, pendiente de una profunda modernización.

En regiones ricas y soleadas como California o Australia, el autoconsumo ha estado a punto de colapsar la red en días de abundante generación solar. Pero no hay que irse a los lugares más desarrollados del mundo para encontrar este tipo de problemas. Un reportaje en The Economist repasa tres casos insospechados:

Pakistán, el tercer mayor importador de paneles solares chinos (según datos de 2023), está viendo cómo empresas, agricultores y grandes consumidores instalan sistemas fotovoltaicos para autoabastecerse y dejar de pagar facturas eléctricas carísimas. Todavía dependiente de viejas centrales de carbón, el precio de la electricidad en Pakistán es muy elevado, así que los usuarios con recursos han preferido invertir en energía solar

Sudáfrica vive otra variante de esta paradoja. Ante los cortes de luz masivos de la empresa estatal Eskom (que reciben el nombre de 'load shedding'), muchos usuarios instalan paneles solares y baterías para protegerse de las interrupciones. Los municipios sudafricanos que compran la energía a Eskom para luego revenderla tienen que abonar facturas crecientes a la compañía y, a su vez, cobrar menos a quienes migran al autoconsumo. Esto ha generado un endeudamiento con Eskom de alrededor del 1,2% del PIB del país. La adopción solar alivia la dependencia de la red, pero a su vez es una amenaza para los ingresos que mantienen la infraestructura

En el Líbano, la compañía estatal solo provee electricidad un par de horas al día desde 2019. Como consecuencia directa de esto, las instalaciones fotovoltaicas en las azoteas se han multiplicado, pasando de 100 a 1.300 megavatios en apenas tres años. Esta situación, pese a solucionar parcialmente el desabastecimiento, está resultando una pescadilla que se muerde la cola por la falta de estabilidad e inversiones en la red

Una brecha abierta. A medida que las instalaciones solares privadas proliferan, los costes fijos de la red (líneas, subestaciones...) recaen en una menor base de usuarios conectados. Quienes se quedan sin recursos para poner paneles, generalmente los más pobres, tienen que pagar tarifas aún más altas para cubrir todos los gastos del sistema, que normalmente busca la rentabilidad.

Los números en Europa. Europa está a la cabeza del mundo en objetivos de emisiones y electrificación, pero esto tiene implicaciones económicas importantes. Según un informe de Bruegel, harán falta entre 65.000 y 100.000 millones de euros anuales para modernizar y ampliar la infraestructura eléctrica europea, sobre todo en las redes de distribución.

Al mismo tiempo, la Unión Europea promueve el autoconsumo solar y no siempre establece mecanismos de tarificación sostenibles para la red. Si muchos hogares se desconectan o reducen drásticamente su consumo de la red eléctrica, la base de usuarios sobre la que se recupera el coste de inversión en infraestructuras se reduce, encareciendo el término fijo de la factura y ahuyentando a más consumidores, que invierten en más paneles solares.

Conexiones transfronterizas. La energía solar en sí no causa apagones instantáneos, pero desequilibra la estructura financiera y operativa de la red eléctrica, que tiene costes fijos de mantenimiento. Y lo hace por varias razones: la base decreciente de usuarios, los desajustes de oferta y demanda debido a la intermitencia de las renovables y el uso de la red como respaldo a coste mínimo.

Además de baterías y centrales de bombeo para estabilizar la red, hacen falta proyectos internacionales como el hipotético cable transatlántico entre América y Europa para compartir excedentes renovables entre continentes y suavizar los picos de demanda, pero su desarrollo es complejo, polémico y bastante caro.

9.- Iberdrola concluye el derribo de la chimenea de la antigua Central Térmica de Lada.

lavozdeasturias.es, 8 de abril de 2025

La chimenea, de 180 metros de altura, lleva instalada en Langreo desde 1981. Se componía de dos fustes, uno interno y uno externo.



Iberdrola ha concluido el derribo de la chimenea de la antigua Central Térmica de Lada, en Langreo. Según ha informado la compañía, debido a la cercanía con la población, y de cara a limitar ruidos y problemas a los vecinos de Langreo, no se ha podido ejecutar la demolición con explosivos. Así, la caída de todo el fuste y la demolición se ha tenido que realizar de una manera controlada mediante robots. La chimenea, de 180 metros de altura, lleva instalada en Langreo desde 1981. Se componía de dos fustes, uno interno y uno externo. Para su demolición controlada y segura, se ha instalado una plataforma que comenzó trabajando a 180 metros de altura en la que se instalaron dos robots que han ido picando ambos fustes poco a poco, descendiendo según iba desapareciendo el material.

Todos los escombros generados han ido cayendo dentro de la propia chimenea minimizando la generación de polvo. Este proceso ha llevado varios meses de trabajo. Una vez alcanzados los treinta metros de altura, se ha procedido a la eliminación de los andamios y a picar la chimenea desde el suelo. En tan sólo una semana se ha finalizado estas labores y ya no hay resto alguno.

Recientemente, Iberdrola ha firmado un acuerdo con el Principado para recuperar los terrenos de Nitrastur con el fin de ubicar en ellos la futura plataforma logística asturiana sociosanitaria, que acogerá los servicios centralizados de lavandería de toda la red sanitaria pública y de las residencias de personas mayores. El acuerdo recoge la voluntad de la empresa de ceder al Principado la parcela de 121.324 metros cuadrados, ubicados en las cercanías de la central de Lada, para que el Principado pueda recuperar este antiguo espacio industrial y desarrollar un equipamiento que supondrá una inversión de 12 millones y un centenar de puestos de trabajo directos.

Iberdrola cederá al Principado la finca y las edificaciones que, por estar protegidas, no se hayan demolido, además de realizar la adecuación medioambiental del suelo mediante un proyecto de descontaminación, como el que ya realizó con éxito en la misma parcela en el año 2022 en una superficie de 40.000 metros cuadrados. El Principado, por su parte, adquiere el compromiso de aceptar el suelo y los edificios que permanezcan catalogados, así como ayudar en la interlocución con otras administraciones y organismos públicos, sobre todo con el Ayuntamiento de Langreo, para obtener todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarias para llevar a cabo las tareas de descontaminación, descatalogación y demolición de los inmuebles.

Acuerdo con Bayer

Asimismo, Bayer e Iberdrola han ratificado el acuerdo que permitirá electrificar la planta productiva de Bayer en La Felguera (Asturias). Iberdrola instalará un sistema de almacenamiento térmico, diseñado por la empresa española Inerco, junto a la planta de Bayer y transformará la electricidad 100% renovable proveniente de una instalación de autoconsumo adyacente y de sus diferentes plantas renovables en el vapor que Bayer necesita para desarrollar su actividad.

Se trata del primer contrato de venta de calor de estas características en España (HPA en sus siglas en inglés). El proyecto cuenta con una dotación de 17 millones de euros y espera completar su desarrollo para junio de 2026.

10.- Iberdrola apuesta fuerte por la aerotermia y lanza ATuAire, compañía especializada en soluciones a medida.

20minutos.es, 9 de abril de 2025

Los clientes podrán incrementar el ahorro de este sistema con trabajos de aislamiento térmico en sus viviendas.



Iberdrola ha lanzado una nueva compañía especializada en aerotermia, denominada ATuAire, para impulsar la electrificación de la calefacción y el agua caliente, según ha informado la eléctrica.

En concreto, ATuAire estará enfocada en el sector terciario, industrial y residencial comunitario y diseñará soluciones a medida llave en mano combinando las tecnologías más eficientes con las necesidades de cada cliente.

Además, la compañía adelantará la inversión y financiará el 100% del proyecto con condiciones únicas de Iberdrola.

También gestionará las ayudas y subvenciones existentes, y compra para transformar en CAES (Certificados de Ahorro Energético) los ahorros energéticos obtenidos a un precio competitivo que permite maximizar el retorno de la inversión.

Asimismo, se encargará de diseñar y realizar un traje a medida de cada cliente, de los permisos, la ejecución y de la puesta en marcha. Una vez operativa la instalación, la compañía también se responsabilizará del mantenimiento y ofrecerá un plan eléctrico 100% verde, que incluye propuestas individualizadas y facilita el acceso a productos hasta ahora destinados a grandes clientes, como los acuerdos de compraventa de energía limpia a largo plazo (PPA), que permiten fijar un precio estable en el suministro.

ATuAire también ofrecerá la posibilidad incrementar el ahorro que supone la instalación de aerotermia combinándolo con el aislamiento térmico de fachadas y cubiertas, que reduce el consumo energético y aumenta la sensación de confort, y con el autoconsumo solar, solución que, además, favorece la independencia a los combustibles fósiles, al permitir consumir energía 100% renovable de cercanía.

La energética destacó que esta nueva compañía pretende "ejercer como punta de lanza y facilitar el acceso a esta solución energética con el fin de reducir la dependencia a los combustibles fósiles, lo que contribuye a mejorar la calidad del aire y a reducir la dependencia energética exterior".

Hacia una "climatización más sostenible"

El consejero delegado de ATuAire, Pablo Collado, señaló que la descarbonización total de la economía "no será posible sin la electrificación del calor" y subrayó que esta nueva empresa "nace con el propósito de

acelerar la transición hacia una climatización más sostenible y eficiente, liderando y dinamizando el sector, como ya hizo Iberdrola hace más de 25 años con las renovables".

El calor supone el 41% del consumo de energía final en España. La directiva europea sobre eficiencia energética de edificios exige que todos los edificios nuevos, tanto públicos como privados, sean cero emisiones para 2030, ampliando esta exigencia a todos los edificios, tanto nuevos como existentes, para 2050.

La aerotermia, una tecnología sostenible, es una bomba de calor que aprovecha la energía del aire exterior para producir calefacción en invierno, refrigeración en verano, y agua caliente durante todo el año.

11.- Iberdrola llevará en mayo al consejo de la nuclear de Almaraz la propuesta de prórroga.

eleconomista.es, 10 de abril de 2025

Las eléctricas pedirán una reunión con la vicepresidenta Aagesen si alcanzan un acuerdo.



Iberdrola presentará en la segunda semana de mayo un estudio sobre la propuesta de prórroga para la central nuclear de Almaraz al resto de las eléctricas accionistas de la planta. La compañía, como principal propietaria de esta instalación (cuenta con el 52,7% del capital), será la encargada de plantear una propuesta con el objetivo de consensuar la posición común con el resto de los miembros de la Agrupación de interés: Endesa (36%) y Naturgy (11,3%).

La intención de las compañías es que la reunión se produzca la semana del 5 de mayo para poder alcanzar un acuerdo que el Gobierno les ha reclamado antes de sentarse a la mesa de

negociaciones y que parece cada vez más cercano a tenor de las declaraciones que han realizado esta misma semana directivos de las principales energéticas que abocan a una petición de hasta tres años más de funcionamiento para las instalaciones.

Posteriormente, las compañías pedirán un encuentro con la vicepresidenta y ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, para que sirva de inicio formal de las negociaciones.

Hasta el momento, en los encuentros que han mantenido las eléctricas con el Gobierno, el departamento de Aagesen se limitó a pedir a las compañías que les presentaran un plan por escrito para poder analizar el impacto de la decisión de retrasar el cierre de las nucleares, como adelantó elEconomista.es.

Por un lado, las eléctricas podrían llegar al año 2030 con Almaraz en operación para poder analizar en dicho momento el grado de cumplimiento del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) sin generar riesgos innecesarios para el suministro eléctrico. Adicionalmente, esta prórroga permitiría laminar en un mayor número de años la cantidad a abonar por la tasa Enresa, lo que facilitaría una mejora de los resultados económicos de estas plantas. De hecho, el impacto de un mayor periodo de producción nuclear no tendría un coste significativo en el incremento de gastos de la gestión de Enresa, ya que los almacenes temporales individualizados (ATI) que se están construyendo en las plantas están previstos para acoger la producción de 60 años de generación.

Por otro lado, se espera que el Gobierno también pueda plantear condiciones a las eléctricas para reabrir este escenario y entre las medidas que suenan con más fuerza figura la opción de vincular parte de la producción de las centrales nucleares a la gran industria electrointensiva así como a los clientes vulnerables.

La medida permitiría también al Gobierno dar respuesta a la petición de medidas para reducir el coste de la energía por parte de la Unión Europea y, en especial, para la gran industria. De este modo, los sectores electrointensivos tendrían una mayor capacidad para poder afrontar tanto el reto de los aranceles como de la competitividad que suponen las diferencias de precios de la energía entre Europa y Estados Unidos.

De hecho, una de las voces que más ha insistido en este tipo de propuestas corresponde a la patronal química Feique, que ayer mismo volvió a reivindicar la necesidad de esta prórroga. Se espera además que hoy sean las grandes industrias y la CEOE las que vuelvan a realizar esta petición al Gobierno en el II Foro Industria y Energía.

3 años de prórroga

El presidente de Naturgy, Francisco Reynés, lanzó una propuesta de prorrogar tres años la vida de las centrales nucleares para evitar un problema de suministro en un encuentro con analistas tras su junta de accionistas. La propuesta para lograr el visto bueno de parte del sector, pero se mantienen las voces que lo consideran insuficiente. La propuesta, no obstante, permite dar al Gobierno una propuesta que resulte aceptable.



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

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