

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

La UE critica el limitado impacto de los 12.500 millones de euros en ayudas para el fin del carbón

- El efecto de las ayudas concedidas entre 2014 y 2020 en las siete principales regiones carboníferas europeas, incluidas Asturias, León y Palencia, ha sido escaso "tanto en el empleo como en la transición energética"
- Para el periodo 2021-2027 están previstos 19.300 millones más

epe.es, 10 de noviembre de 2022



La Unión Europea sigue su hoja de ruta hacia el fin del carbón dentro de sus fronteras invirtiendo miles de millones de euros en la reconversión del sector. Pero no siempre se cumplen los objetivos inicialmente previstos. Según un **informe elaborado por el Tribunal de Cuentas Europeo** (TCE) publicado este miércoles, los **12.500 millones de euros** que el bloque invirtió en las siete principales regiones carboníferas europeas entre 2014 y 2020 han "tenido un impacto limitado".

En España, donde **Asturias y el área Palencia-León** son las dos zonas más vinculadas históricamente al carbón, el organismo apunta que sucede lo mismo con los 650 millones que recibió nuestro país, según han explicado fuentes del tribunal europeo a **EL PERIÓDICO DE ESPAÑA**: "Los fondos europeos han tenido un impacto limitado tanto en los empleos como en la transición energética".

Los auditores encargados de elaborar el informe reconocen que se ha detenido **la actividad minera durante la última década** -con el cierre de 12 minas entre 2010 y 2021- pero apuntan que "la mayor parte de los fondos se utilizaron para compensar a los trabajadores". Es decir, que en formación del personal para reinventarse laboralmente y en el reto de la transición energética, todavía queda mucho por hacer.

Por ello, el **Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón** para el periodo 2019-2027 se presenta como clave para la reactivación económica de las dos zonas carboníferas. Desde el TCE indican que el Fondo Social Europeo (FSE) ofreció cursos de formación para los trabajadores afectados en España, pero que las autoridades locales no han comunicado el impacto real que han tenido a la hora de ayudarles a encontrar un nuevo trabajo.

En concreto, en Palencia y en León el Fondo Europeo de Ajuste a la Globalización (FEG) invirtió 1,02 millones de euros para "**augmentar la empleabilidad de los antiguos mineros**", pero solo consiguieron formar a 198 extrabajadores del carbón, un 58% del objetivo inicial.

A pesar de que el Tribunal de Cuentas señala que Asturias y Castilla y León son **las dos regiones carboníferas con una tasa de desempleo más alta** de la Unión Europea, algo que no pasaba desde 2009, admite que el dato puede enmarcarse dentro del problema de empleo a nivel nacional que tiene España. Entre 2014 y 2020 el número de empleos relacionados directamente con la minería pasó de 1.113 en Castilla y León y 2.400 en Asturias a cero en ambos casos.

Los datos, sin embargo, sí avalan el compromiso anunciado por España de **dejar de utilizar carbón para la generación de electricidad antes de 2030**. En 2010, por ejemplo, se producían dentro de nuestras fronteras 10,5 millones de toneladas de carbón y se consumían 16,5 millones, una cifra, esta última, que se incrementó hasta los 26,2 millones de toneladas en 2015, según Eurostat. En 2020, se produjeron 567.000 toneladas y se quemaron 5,5 millones en todo el país.

19.300 MILLONES MÁS PARA 2021-2027

El problema, según el informe, es que la reducción de emisiones de CO2 procedentes de la quema de carbón se ha suplido en muchos casos con la **importación de otros combustibles fósiles**, mientras que en países como Polonia o Alemania el carbón sigue siendo muy importante y las importaciones han crecido significativamente durante los últimos 15 años.

Los auditores del Tribunal de Cuentas Europeo reclaman que el nuevo Fondo de Transición Justa, provisto con 19.300 millones de euros y constituido hace poco más de un año, se utilice de una forma más eficiente para mitigar el impacto socioeconómico en las regiones carboníferas.

Entre otras cosas, han pedido que se aumente la capacidad de producción de **energías renovables**, ya que las inversiones en ahorro energético financiadas por la UE también tuvieron un impacto modesto o no pudieron cuantificarse. En 2019, la quema de carbón siguió siendo el origen del 15% de las emisiones de gases de efecto invernadero del bloque comunitario.

"El Fondo de Transición Justa, componente clave del Pacto Verde Europeo, proporciona importantes recursos adicionales a las regiones carboníferas", afirma Nikolaos Milionis, miembro del tribunal responsable de la auditoría. "La Comisión Europea debe asegurarse de que el dinero de la UE apoye una **vía clara para la transición hacia el abandono del carbón**, teniendo en cuenta las tensiones en el mercado de la energía tras la **invasión rusa de Ucrania**".

El sistema eléctrico registra un superávit de 773 millones por las aportaciones del Estado

El Tesoro pagó casi 4.000 millones por el impuesto del 7% y los derechos de CO2

cincodias.elpais.com, 11 de noviembre de 2022

Ingresos y costes del sector eléctrico				Var. 2021/19		Var. 2021/20	
En millones de euros	2019	2020	2021	En %	En %	En %	En %
INGRESOS	17.099,09	16.410,19	16.306,05	-4,6	-0,6		
Ingresos y cuotas de peajes y cargos	13.604,65	13.073,83	11.546,89	-15,1	-11,7		
Ingresos pagos por capacidad	657,95	622,29	316,56	-51,9	-49,1		
Ingresos minoración actividad producción	0,00	0,00	131,81	-	-		
Ingresos del Tesoro/ingresos externos (Ley Medidas Fiscales, CO ₂ , etc.)	2.450,42	2.642,55	3.997,10	63,1	51,3		
Otros ingresos	386,07	71,53	313,70	-18,7	338,6		
COSTES	17.626,75	16.800,77	15.533,18	-11,9	-7,5		
Transporte	1.710,00	1.710,00	1.710,00	0,0	0,0		
Distribución	5.180,81	5.230,87	5.161,30	-0,4	-1,3		
Retribución específica (peninsular y no peninsular)	7.157,57	6.472,78	5.841,31	-18,4	-9,8		
Retribución adicional no peninsular	695,03	534,38	192,27	-72,3	-64,0		
Costes definitivos generación no peninsular 2016/2017	0,00	0,00	149,55	-	-		
Demanda interrumpibilidad	8,83	6,21	8,76	-0,8	41,2		
Coste pagos por capacidad	159,00	117,21	99,31	-37,5	-15,3		
Fondo de titulación y anualidad déficit	2.696,18	2.708,75	2.371,83	-12,0	-12,4		
Otros costes	19,34	20,57	-1,13	Nd	Nd		
SALDO	-527,66	-390,58	772,87	Nd	Nd		

Fuentes: CNMC, Propuesta Liquidación Definitiva 2021 Sector Eléctrico; CNMC, Liquidación Definitiva 2020 y 2019 Sector Eléctrico

BELEN TRINCADO / CINCO DÍAS

El mundo al revés. En plena crisis energética el sistema eléctrico, **habitualmente deficitario**, obtuvo un superávit de casi 773 millones de euros en 2021, según la propuesta de liquidación definitiva de la CNMC correspondiente a ese año a la que ha tenido acceso **CincoDías**.

La última liquidación de un ejercicio se aprueba en noviembre del siguiente. Frente a los déficits de 528 millones de euros en 2019 y 390 millones en 2020, el balance positivo del año pasado se explica por el un incremento del 51% de las aportaciones del Tesoro, hasta 3.997 millones de euros.

Ese superávit es el resultado de la diferencia entre unos ingresos del sistema de **16.306 millones** de euros y unos costes de **15.533 millones** en el año en que se desató la crisis de precios de la energía, que se agudizó a partir de febrero de este año tras la **invasión rusa de Ucrania**.

Los ingresos corresponden a los peajes de acceso a las redes y los denominados cargos. Los primeros son una tarifa regulada cuya revisión corresponde a la CNMC, mientras que los cargos son costes ajenos a la retribución de las redes, como las primas a las renovables, las compensaciones a los archipiélagos o el coste de la deuda eléctrica de las dos últimas décadas, que son potestad del Ministerio para la Transición Ecológica. **Los ingresos por peajes y cargos proceden de las facturas** de los 29 millones de consumidores eléctricos, de la llamada parte fija del recibo.

Además, y de ahí el superávit del año pasado, hay una partida correspondiente **al impuesto del 7%** a las ventas de cualquier tipo de generación, que el Estado recauda de las eléctricas y después devuelve al sistema (de ahí que se tarde tanto en liquidar, por la demora de Hacienda). Aunque este impuesto se eliminó en el marco del RDL de 24 de junio de 2021, con el inicio de la crisis energética el Estado se comprometió a mantener **la aportación correspondiente de dicho tributo** vía Presupuestos Generales del Estado. Posteriormente, en septiembre del año pasado se eliminó también el impuesto de la electricidad y se recortó de manera sustancial el IVA de la factura, del 21% al 10%, y posteriormente, al 5%.

La partida fiscal se ha disparado porque la previsión de recaudación para el año se hizo estimando un precio de 50 euros/MWh. Precio que, finalmente, escaló hasta una media de 112 euros/MWh. Otro tanto ocurrió con la recaudación por las subastas de **derechos de emisión de CO2 y el canon hidráulico** que el Tesoro destina en buena parte al sistema eléctrico. El total de estos ingresos públicos han pasado de 2.450 millones de euros en 2019 y 2.643 millones en 2020, a casi los 4.000 millones antes citados en 2021.

Estas aportaciones han compensado, por otro lado, la caída de los ingresos por peajes y cargos (más bien, por estos últimos), que han pasado de los 13.074 millones en 2020 a 11.547 millones en 2021. Y es que el Gobierno, para aliviar la factura, además de recortar los impuestos que la gravan, **eliminó en un 96%** los cargos en el último trimestre de 2021.

Una cantidad que pretendía compensar con la polémica minoración de los beneficios llovidos del cielo de las eléctricas en el RDL 17, que fue corregido para dejar fuera al grueso de los contratos y que, por lo tanto, apenas ha tenido consecuencias recaudatorias, aunque sí ha tirado del precio del mercado mayorista hacia abajo.

Escasa minoración

De hecho, en la propuesta de liquidación del organismo regulador, encargado de las liquidaciones del sistema, figura por primera vez la cantidad minorada a las instalaciones inframarginales por los llamados beneficios llovidos del cielo por los altos precios del gas: **apenas 132 millones de euros**.

Hasta aquí los ingresos. Por el lado de los costes reconocidos, que se sufragan con el dinero que pagan los consumidores en su factura, se mantienen los correspondientes a los peajes de acceso a las redes: **5.161 millones de euros en el caso de la distribución**, un 1% menos, y 1.710 millones de euros en el del transporte en alta tensión, que corresponden a Red Eléctrica, sin apenas variación anual. Un 43% de la retribución a las redes de distribución el año pasado correspondió a **Endesa** y un 34% a **Iberdrola**.

Por su parte, desciende un 10% la partida destinada a las renovables con retribución específica, que pasa de 6.472 millones en 2020 a 5.841 millones el año pasado. Respecto a 2019 este tipo de primas caen un 18%.

También va disminuyendo la anualidad **para amortización de la deuda eléctrica**, con una caída del 12%. Así, al fondo de titulización de los déficits acumulados se pagó el año pasado 2.372 millones de euros, frente a los 2.709 millones de 2020.

Los sistemas extrapeninsulares recibieron de la tarifa 192,3 millones de euros.

PAGAR CON EL EXCEDENTE LOS DÉFICITS DE ESTE AÑO

Los casi 773 millones de euros de superávit del sistema eléctrico de 2021, cuya liquidación definitiva ha remitido la CNMC a las empresas y el resto de agentes afectados para sus alegaciones, se destinarán a “cubrir los desajustes temporales y desviaciones transitorias entre ingresos y costes de 2022”, según el documento.

Hasta que se desencadenó la crisis energética, los superávits de tarifa se debían destinar obligatoriamente a sufragar la deuda histórica. Con la subida de los precios y la decisión del Gobierno de recortar los cargos para aliviar la factura de la luz, este optó por permitir que los excedentes del sistema fuesen a compensar los déficits anuales. Tal es este caso.

Iberdrola y Endesa sacan tajada del cierre de comercializadoras y suman medio millón de clientes más

msn.com, 11 de noviembre de 2022

Endesa e Iberdrola, las dos principales compañías eléctricas de España, aprovechan el cierre de **pequeñas comercializadoras** para ganar peso en la cuota de mercado. La crisis energética ha supuesto una gran oportunidad para las sociedades más importantes a la hora de ganar contratos de hogares y pymes. Así lo reflejan los últimos informes publicados tras la presentación de resultados pertenecientes a los primeros nueve meses de 2022.



Según las cifras aportadas por Endesa e Iberdrola, ambas compañías suman **casi 500.000** clientes este año, siendo la primera de ellas la que más usuarios ha sumado.

En concreto, la empresa ha **sumado 1,2 millones de clientes más a la tarifa libre** que hace justo un año, mostrando un gran crecimiento en el mercado libre. La eléctrica cierra septiembre con 6,8 millones de clientes con esta modalidad, un 15,7% más. Bien es cierto que de la tarifa PVPC (regulada) se han marchado un 17%, debido a la alta volatilidad del megavatio a la hora. Con todo, Endesa ha pasado de tener 10,2 millones de clientes a 10,6 millones.

En el caso de Iberdrola, también se ha registrado un crecimiento en los primeros nueve meses del año, pero algo menor que los presentados por Endesa. En concreto, **según el informe recientemente presentado**, la empresa dirigida por **Ignacio Sánchez Galán** ha pasado de tener 10,7 millones de clientes a 10,84 millones de clientes.

Otra de las grandes victorias para el presidente de la eléctrica es la del porcentaje de los clientes que están en el mercado libre, que suponen un 87% del total. Cabe recordar que el presidente de **Iberdrola** tildó de “tontos” a aquellos usuarios que seguían en la que se rige por los precios del mercado mayorista.

El cierre y la quiebra de las pequeñas comercializadoras ha impulsado la actividad de captación de clientes de las grandes compañías. Tal y como subrayan las fuentes del sector consultadas, Iberdrola, Endesa o Naturgy tienen más músculo financiero para poder asumir menores márgenes en la venta de electricidad o gas, de ahí que las pequeñas sociedades destinadas a vender energía hayan quebrado.

No hay que olvidar tampoco, que cuando una empresa quiebra lo más normal es que la cartera de clientes lo absorban las grandes comercializadoras como Endesa, Iberdrola o Naturgy por lo que han sido grandes beneficiarias del cierre de éstas.

Ofertas comerciales

Cabe recordar que tanto Endesa como Iberdrola iniciaron hace pocos meses diversas campañas publicitarias para convencer a los clientes de que abandonaran o bien el mercado regulado, o bien cambiaran de comercializadora con ofertas en el mercado libre.

Endesa, por ejemplo, decidió bajar los precios de sus tarifas del mercado libre con una campaña que **ofrece un 20% de descuento** en el término de energía (luz consumida) a los clientes residenciales que contraten en el mercado liberalizado “buscando soluciones de ahorro y tranquilidad y no estar expuestos, así, a las fluctuaciones del mercado diario de electricidad”.

Iberdrola, un día después de que Ignacio Sánchez Galán dijera que solo “los tontos se mantienen en la tarifa regulada”, lanzó su campaña para aconsejar a 10 millones de españoles que aún estaban en el PVPC.

“Veinte millones de hogares en España han visto cómo su recibo de la luz es igual o menor que hace un año. Son los de aquellos ciudadanos que tienen tarifa libre. Sin embargo, los contratos de la tarifa regulada por el Gobierno tienen como referencia los vaivenes diarios de los mercados de la energía y resultan insoportables para los ciudadanos adscritos a esta tarifa», decía la empresa. Esta campaña aludía a su vez a su “**plan estable**”, que ofrece un portfolio personalizado según la demanda del cliente.

Iberdrola y Endesa han defendido por activa y por pasiva que los clientes se vayan de la regulada a la libre para no sufrir los bandazos del precio variable de [la PVPC](#) y no “encontrarse con sustos” a final de mes cuando llega el recibo.

“Con los descuentos en tarifas del mercado libre los precios de la energía mejoran las condiciones respecto a cualquier factura mercado regulado (a excepción del bono social)”, explicó Endesa en la anterior presentación de resultados. “España es el único país de Europa cuya tarifa regulada cambia cada hora, lo que genera a los clientes más dudas e incertidumbre”, sostiene Iberdrola.

Naturgy eleva un 37% su beneficio a septiembre, hasta los 1.061 millones

El Ebitda de la energética presidida por Francisco Reynés se situó en los 3.502 millones a septiembre

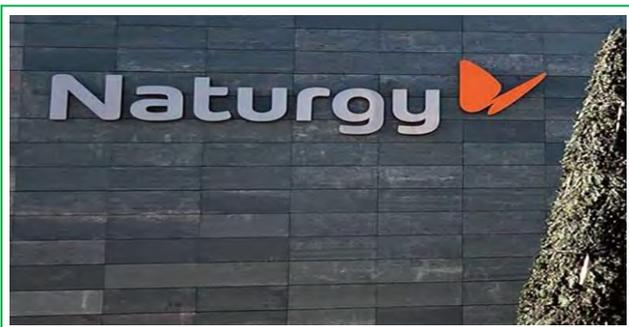
elperiodicodelaenergia.com, 11 de noviembre de 2022

Naturgy obtuvo un **beneficio neto** de 1.061 millones de euros en los **nueve primeros meses** del año, lo que representa un incremento del 36,6% con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, informó la compañía.

El **resultado bruto de explotación (Ebitda)** de la energética presidida por **Francisco Reynés** se situó en los 3.502 millones de euros a septiembre, con un incremento del 36,8%, “en un entorno de persistente alta volatilidad en los mercados energéticos internacionales y en un momento de elevada incertidumbre regulatoria”, indicó la empresa.

Naturgy en cifras

Con respecto al mismo período del 2021, el crecimiento de las **actividades en España** generó un incremento del Ebitda de 407 millones, mientras que las actividades globales aportaron 535 millones adicionales.



Los **resultados** hasta septiembre de Naturgy incorporan los efectos retroactivos del nuevo acuerdo de precios de compra alcanzado con **Sonatrach** el pasado mes de octubre -que afecta, de manera retroactiva, a los volúmenes suministrados en este año, mientras que continuarán negociando los precios aplicables a partir de 2023-, así como el impacto estimado del desacoplamiento de los precios de **venta final de gas** respecto de sus coberturas vigentes indexadas a TTF.

En este sentido, la empresa ha elevado su cifra de aprovisionamientos hasta los 22.284 millones de euros, frente a los 10.376 millones de euros a que ascendía hace un año.

El importe de la **cifra de negocios** del grupo, que es la principal gasista del país, se disparó un 85,5% entre enero y septiembre, hasta los 27.011 millones de euros, frente a los 14.558 millones de euros del mismo periodo en 2021.

Elevar un 26% los inversores

Las **inversiones** de la compañía hasta septiembre crecieron un 26% respecto al mismo periodo del año pasado, ascendiendo a 1.119 millones de euros, con redes y renovables representando un 80% de las inversiones totales.

La energética reiteró, a pesar del contexto, su **compromiso** de **invertir** 14.000 millones de euros en desarrollo orgánico en el marco de su plan estratégico 2021-2025. Desde la publicación de su 'hoja de ruta', ha invertido más de 2.600 millones de euros.

Reynés afirmó que el compromiso de Naturgy con las inversiones en el marco de su **plan estratégico** "es sólido y está apoyado por todos los accionistas de referencia".

"Queremos ser un actor relevante en la evolución del sector hacia una transición energética realista y compatible con nuestro entorno. Naturgy, a pesar de la volatilidad y las incertidumbres, mantiene su apuesta por estar cerca de todos sus públicos de interés, desde ciudadanos hasta accionistas, trabajando por soluciones y actuaciones que tengan valor añadido en este contexto convulso", añadió.

Segundo dividendo

Por otra parte, el **consejo de administración** ha aprobado el **segundo dividendo** a cuenta de 2022 de 0,40 euros por acción pagadero en efectivo el próximo **18 de noviembre**, tal y como estaba previsto en el plan estratégico. Este dividendo es igual al retribuido el ejercicio anterior.

En lo que respecta a su deuda neta, se redujo al pasado 30 de septiembre en los 10.252 millones de euros. No obstante, esta cifra no refleja las salidas de caja relevantes previstas en el último trimestre, incluyendo el pago retroactivo a **Sonatrach**, la amortización del bono híbrido y el segundo dividendo a cuenta de 2022.

En base al entorno de mercado actual y sus perspectivas, Naturgy **estima** para el total del ejercicio 2022 un **Ebitda** reportado de alrededor de 4.800 millones de euros, sin incluir nuevas figuras fiscales que deban registrarse en el año en curso, y una posición de deuda neta a cierre del año similar a la de 2021.

Cartera renovable

En lo que respecta al desarrollo de su **cartera renovable**, la compañía suma ya más de 5,4 gigavatios (GW) de potencia operativa de **renovables**, de los que cerca de 1 GW ha entrado en operación hasta septiembre.

En **España**, la compañía está inmersa en la construcción de una treintena de **parques eólicos** y **plantas fotovoltaicas**, que representarán la incorporación de cerca de 1 GW de nueva potencia al parque renovable español a lo largo de los próximos meses.

En **Australia**, un país prioritario para el grupo, aspira a alcanzar una capacidad instalada de 2,2 GW en 2025, con una inversión próxima a los 2.000 millones de euros enfocada al desarrollo de plantas de tecnología eólica, fotovoltaica y de sistemas de almacenamiento.

Además, trabaja en proyectos de **biometano** e **hidrógeno** por valor de 4.000 millones de euros en previsión de que se alcance un 10% de biometano, en línea con las últimas indicaciones comunitarias para aumentar la independencia energética de Europa. Así, cuenta hoy con una cartera de proyectos de conexión de plantas de biometano a sus redes de distribución que supondrían la inyección de cerca de 6 teravatios hora (TWh) al año.

En lo que respecta a la actividad de **distribución de gas natural en España**, que realiza a través de su filial **Nedgia**, cuenta con más de 5,4 millones de puntos de suministro que suponen el 70% de los consumidores.

Por su parte, en lo que se refiere a la electricidad, a través de **UFD**, sus distribuidora eléctrica, da servicio a casi 3,8 millones de puntos de suministro, a través de una red de 114.000 kilómetros de líneas de alta, media y baja tensión.

Cepsa duplica sus beneficios hasta septiembre y gana 982 millones

El grupo contribuyó con 3.522 millones de euros en impuestos en España, un 21% más

epe.es, actualizada 12 de noviembre de 2022

Cepsa obtuvo un beneficio neto de 982 millones de euros en los nueve primeros meses del año, **lo que representa un incremento del 97% con respecto al mismo periodo del ejercicio pasado** y que contrasta con la pérdida de 810 millones de euros registrada en 2020, según recoge la agencia Europa Press. **El beneficio neto ajustado de la compañía**, que mide específicamente el desempeño de los negocios, fue de 534 millones de euros en el periodo de enero a septiembre, un 81% más con respecto a los 295 millones registrados en el mismo periodo de 2021, informó la empresa.



No obstante, en el tercer trimestre **el beneficio neto ajustado de la energética se situó en los 71 millones de euros**, frente a los 112 millones de euros del mismo periodo de 2021 y los 405 millones de euros del trimestre anterior, lo que Cepsa consideró que refleja "la ralentización del crecimiento económico mundial, los elevados precios del gas natural y la disminución de los márgenes de refino respecto al segundo trimestre de 2022".

A este respecto, los precios del crudo disminuyeron durante el tercer trimestre hasta una media de 100,9 dólares/barril, frente a los 113,8 dólares/barril del segundo trimestre de 2022, mientras que los márgenes de refino también se redujeron durante este periodo, volviendo a niveles más normalizados, con un margen medio en Cepsa de 7,6 dólares/barril, frente a los 19,1 dólares/barril del segundo trimestre de este año. **El resultado bruto de explotación (ebitda) ajustado se situó en los 2.492 millones de euros hasta septiembre**, un 85% más frente a los 1.346 millones de euros del mismo periodo del año anterior, de los que el 38% se generó a nivel nacional.

Durante el tercer trimestre, **el ebitda generado por el grupo en España fue de aproximadamente 100 millones de euros**, frente a los 650 millones de euros aportados por los negocios en el extranjero, "lo que refleja el descenso de los márgenes de refino y química, el impacto negativo de los descuentos en los carburantes para los clientes de la compañía y la desaceleración económica general", destacó.

Asimismo, Cepsa señaló que contribuyó con 3.522 millones de euros en impuestos en España durante los nueve primeros meses del año, un 21,4% más que los 2.901 millones de euros que destinó a esta partida en el mismo periodo de 2021, de los cuales 1.766 millones fueron pagados por la compañía y 1.756 millones recaudados por cuenta de la Hacienda Pública española. El consejero delegado de Cepsa, Maarten Wetselaar, **destacó unos resultados "robustos" obtenidos en un entorno de mercado volátil con importantes oscilaciones en los precios del gas**.

LA EMPRESA ALERTA POR LA "INCERTIDUMBRE REGULATORIA"

Asimismo, alertó que "la **incertidumbre regulatoria sigue empañando las perspectivas a corto plazo**, con una elevada inseguridad en cuanto a la naturaleza y el volumen de impuestos extraordinarios que se están considerando".

El Gobierno pretende **aplicar un impuesto a las energéticas por sus supuestos beneficios extraordinarios**. En el caso de este sector, pasa por crear un gravamen del 1,2% sobre las ventas, a liquidar con cargo al ejercicio 2022 y el 2023.

Por otra parte, la energética situó su flujo de caja antes del capital circulante en los nueve primeros meses del año en 1.476 millones de euros, lo que supone un 28% más con respecto a los 1.155 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior, aunque se haya visto afectado por unos pagos de impuestos significativamente superiores, especialmente en Exploración y Producción.

Durante el tercer trimestre, **se produjo un consumo adicional de capital circulante de 105 millones de euros, debido principalmente al aumento de los niveles y precios de las existencias de gas.**

88 MMILLONES POR LOS DESCUENTOS.

Asimismo, **Cepsa sigue ofreciendo a sus clientes descuentos especiales en carburantes de hasta 50 céntimos por litro**, incluidos los 20 céntimos que ofrece el Gobierno, y lo seguirá haciendo hasta final de año. Hasta septiembre, el importe total de descuentos ofrecidos por la compañía a sus clientes alcanzó los 88 millones de euros, que se suman al descuento ofrecido por el Ejecutivo.

Además, entro del desarrollo de su estrategia 'Positive Motion', la compañía firmó un acuerdo en octubre con el puerto de Róterdam para crear el **primer corredor de hidrógeno verde entre el norte y el sur de Europa**. También convirtió su línea de crédito sindicado de 2.000 millones de euros en una financiación vinculada a la sostenibilidad que incluye objetivos de reducción de emisiones de CO2 y diversidad de género.

Las ayudas al coche eléctrico no impulsan las ventas y apenas crecen los puntos de carga

El avance del coche eléctrico está siendo mucho más lento del esperado. El ejercicio 2022 cerrará con cifras muy lejanas en cuanto a matriculaciones pero, sobre todo, en infraestructuras

vozpopuli.com, 12 de noviembre de 2022



Las **ayudas destinadas a la compra** de coches **eléctricos** no son una realidad que esté ayudando a implantar en el mercado este tipo de modelos. Porque a los altísimos **precios** que todavía supone la compra de un turismo 100% eléctrico, los pocos modelos que podrían estar más al alcance de algunos compradores tampoco logran **minimizar** el precio de compra. Las ayudas del Moves III, que pueden llegar a superar los 7.000 euros, **tardan en ejecutarse** en muchos casos más de un año tras un complejo proceso burocrático.

Así, en la práctica las ayudas a la compra directa de un eléctrico **no existen** y el comprador debe afrontar de entrada el **pago completo del coche** y dedicar luego muchas horas de papeleo y muchos meses, casi un año por lo general, para recibir la **subvención**, que además tributa como un ingreso y conlleva su correspondiente impuesto en la declaración de la renta.

No de extrañar por ello que la mayoría de los eléctricos que vemos circulando por la calle sean **modelos de gama muy alta** con precios muy por encima de los 40.000 o 50.000 euros en manos de usuarios de alto poder adquisitivo que pueden permitirse tanto la compra como la larga espera para recuperar las ayudas del Estado.

Y a todo ello se une un problema más como es la todavía **escasísima infraestructura de recarga** que el Gobierno se comprometió en llevarla a cabo y que a día de hoy hace difícil cubrir las necesidades de los usuarios. Críticas que llegan desde patronales como la de los concesionarios, Faconauto, cuyo presidente Gerardo Pérez reincide en "la **lentitud**" de las administraciones públicas a la hora de invertir e instalar puntos de recarga de vehículos eléctricos en todo el territorio español.

Pérez, que ha participado en Barcelona en unas jornadas sobre automoción, ha llamado la atención sobre el hecho de que **sólo el 3% del parque de vehículos es eléctrico** y ha lamentado que los precios no sean asumibles para muchas familias, pese a haber en el mercado más de 200 modelos eléctricos.

El presidente de Faconauto ha lamentado que las administraciones públicas aprueben normas para **fomentar** su uso, pero que **no inviertan lo suficiente** en la instalación de puntos de recarga. Según Pérez, el sector privado ha hecho prácticamente la totalidad de la inversión de estos puntos en todo el territorio nacional.

En esta línea, ha asegurado que en regiones como Cataluña sólo el 7% de las gasolineras tienen un punto de recarga de coches eléctricos. Algo extensible al resto del territorio nacional en el que la falta de infraestructuras es evidente

Un Moves privado para las dos ruedas

Una falta real de apoyo en lo que ayudas a la compra se refiere que ha llevado a una **entidad privada** de movilidad eléctrica, Velca, a anunciar la **capitalización de cuatro millones de euros** en recursos propios para un plan privado de incentivos directos a la compra de un vehículo eléctrico, como respuesta, según han explicado en una rueda de prensa, a la "ineficiencia" del plan Moves y la inminente **entrada en vigor** de las Zonas de Bajas Emisiones (ZBE) a partir de 2023.

"Este plan es la **respuesta al escaso bagaje del Moves** que, según datos del Banco de España, su segunda edición solo hizo crecer al **menos un punto porcentual** las matriculaciones de eléctricos en Asturias, Madrid, Cataluña, Baleares y Navarra, lo que revela la ineficacia de los planes públicos en su última milla, es decir, en llegar al consumidor final", ha resaltado Velca.

Entre los principales motivos de esta "ineficiencia", Velca ha apuntado a la falta de información, el **exceso de burocracia**, la descentralización de las ayudas o el anticipo de una cuantía. "Por este motivo, el plan privado invierte las ineficiencias del Moves al convertir las ayudas en incentivos directos e inmediatos a la compra", ha explicado Velca.

Así, el conductor recibe al momento 1.100 euros en el caso de una motocicleta, 600 euros si es ciclomotor y 300 euros si es una 'eBike'. Además, se le entregará el vehículo en su domicilio, sin tener que desplazarse.

Este plan pretende según ha explicado la empresa **"inspirar" a futuros planes Moves**, con la vista puesta en reorientar los incentivos y que sean las marcas las que los ejecuten y, posteriormente, hagan cuentas con la Administración. Además, la compañía ha puesto el acento en acercar la electrificación a las capas jóvenes de la población, muy comprometidas medioambientalmente, pero con escasos recursos para motorizarse.

Galán dará 1.700 millones a Qatar y BlackRock del beneficio de Iberdrola hasta 2025

Los dos máximos accionistas de la compañía serán los mayores beneficiados del aumento progresivo de la política de dividendo de la eléctrica

vozpopuli.com, 12 de noviembre de 2022



La llegada de un consejero delegado a Iberdrola era una separación de poderes que reclamaban los grandes fondos que controlan la compañía, principalmente BlackRock y Qatar. El elegido ha sido **Armando Martínez, que el pasado miércoles se estrenaba en Londres antes los 'dueños' de la empresa**. Con ese asunto zanjado, Ignacio Sánchez Galán renovará como presidente ejecutivo en la próxima junta de accionistas de 2023, después de que estos fondos comprobasen que seguirán sacando rentabilidad en su mandato.

BlackRock y Qatar serán los grandes beneficiados del plan de dividendo que se comprometió a repartir Galán entre 2022 y 2025. **Ambos fondos se repartirán cerca de 1.700 millones de euros de los más de 17.000 millones que espera ganar la compañía durante los próximos años**. Porque Iberdrola se ha comprometido a dedicar entre el 65 y el 76% de lo que gane en remunerar a sus accionistas.

Qatar Investment Authority, el Fondo Soberano de Inversión de Qatar, es uno de los principales inversores de Iberdrola desde 2011, cuando compró el 6,1% de la compañía. En enero de 2020, Qatar elevó hasta el 8,69% su participación en la eléctrica española y desde entonces se mantiene como el mayor accionista.

Su paquete de 553 millones de acciones le permitirá **cobrar cerca de 250 millones de euros cada año hasta cerrar este período con unos ingresos por el dividendo de Iberdrola de 1.100 millones de euros.**

BlackRock, por su parte, aspira a alcanzar cerca de 630 millones del próximo período de presidencia de Galán. El fondo estadounidense, considerada la mayor gestora de activos a nivel mundial, aterrizó en el capital de Iberdrola en 2010 con un 3% y actualmente cuenta con una participación con un 5,3%, de los que un 0,14% lo controla a través de derivados financieros. Sus 327 millones de acciones le recompensará con más de 150 millones de euros al año gracias a este dividendo.

Este es uno de los argumentos por los que siempre se dice que "los grandes fondos están encantados con Galán". La remuneración del accionista también se acompaña con que su participación en Iberdrola, que **el caso de Qatar vale 5.200 millones y el de BlackRock sería un 3.400 millones de euros**, en los últimos tres años se ha revalorizado un 25%.

El mercado es positivo con Galán

Iberdrola contentó a los accionistas asegurando que en los próximos dos años no pagará a sus accionistas menos de 0,46 euros por cada acción, y pretende superar los 0,50 euros en 2025, dentro del programa de Iberdrola Retribución Flexible que incluye la recompra de títulos. **Un anuncio que ha provocado que las acciones esta semana valgan un 3,5% más que antes de este plan.**

El mercado aplaude lo comentado por Galán. "El nuevo plan de negocio de Iberdrola ha logrado un equilibrio entre la preservación del capital (la solidez financiera fue identificada por la dirección como el principal objetivo del plan) y el crecimiento orgánico", recoge el informe de **Goldman Sachs** sobre este plan estratégico. "Para este período, Iberdrola tiene como objetivo un crecimiento anual de entre el 8 y el 10% con una reducción del apalancamiento, sin comprometer la distribución de dividendos y sin complicar demasiado la estructura de capital", añaden.

Para los inversores es positivo que el presidente mantenga la prudencia para poder seguir manteniendo esa senda de remuneración. "Provocado por el actual contexto de incertidumbre, Iberdrola ha decidido dar un pequeño giro en su estrategia de inversiones, dando una mayor prioridad a la inversión en redes frente a renovables respecto al plan anterior", explica el analista **Ángel Pérez de Renta 4**. En el periodo de 2023-2025 estiman realizar inversiones por 47.000 millones de euros, muy similar a las inversiones previstas en el anterior plan, si bien 57% se destinará a redes y el 38% a renovables (anterior plan 40% y 51% respectivamente)", matiza.

"Elevaron la guía de ganancias netas para 2025 con una inversión similar o menor a la que pronosticamos", comentan los expertos de **Barclays**. "Esto debería ser una señal de confianza para los inversores preocupados por la creación de valor de proyectos futuros en un entorno de mayor costo de capital", añaden desde el banco británico. Es decir, los inversores consideran que el plan que presentó Galán augura un buen futuro para la acción. Y Qatar y BlackRock serán los grandes beneficiados.

Los proyectos de hidrógeno esquivarán la sequía

Desde el Clúster Andalúz del Hidrógeno señalan que al «agua no tiene que ser potable» y que puede ser proporcionada «por cualquier recurso hídrico una vez desmineralizada»

larazon.es, 12 de noviembre de 2022

La sequía es uno de los grandes problemas que deberá afrontar Andalucía en los próximos años. Lo habitual, cada vez que pensamos en la **escasez de agua**, es relacionar las pérdidas que esto genera con el sector agrícola, pero los problemas hídricos son trascendentales en otros ámbitos, como es el de la **energía**.

Según la **Estrategia Energética de Andalucía 2030**, la sequía y los cambios de la disponibilidad del recurso agua, así como su pérdida de calidad es uno de los **factores de riesgo más altos**. La falta de recursos hídricos afecta para el uso en generación eléctrica: hidroeléctrica, termosolar, biomasa, para el almacenamiento de energía en forma de bombeo y para una de las esperanzas energéticas de los próximos años: la producción de hidrógeno renovable.

Según se apunta en el citado documento, en 2020, la Comisión Europea adoptó la **Estrategia Europea del Hidrógeno** con acciones para apoyar la producción, distribución y uso del hidrógeno limpio, estableciendo un objetivo para 2030 de 40 GW de electrolizadores y la producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde.

La cuestión es hasta qué punto la actual sequía puede afectar a los distintos proyectos de producción de hidrógeno y si, tal y como se especifica en la Estrategia Energética de Andalucía 2030 la falta de recursos hídricos es un factor de riesgo alto. Desde el **Clúster Andaluz del Hidrógeno**, la primera asociación empresarial dedicada a la tecnología basada en el hidrógeno como ente energético en la región, trasladan a LA RAZÓN un mensaje **tranquilizador**.

El Clúster, basándose en datos de la **Agencia Europea del Hidrógeno** y en el análisis del consumo de agua necesario para la producción de Hidrógeno verde quiere «acabar con la **falsa idea** de que producir **Hidrógeno verde** **gasta mucha agua**».



Apuntan que «para producir **1 Kg de Hidrógeno** hacen falta **9 litros de agua desionizada**. Con este H2 un vehículo eléctrico con pila de combustible recorrería unos 100 Km, que es el mismo agua necesaria para producir el gasoil que necesitaría un vehículo similar para recorrer 40 Km».

Explican también que «en 2030, la Unión Europea prevé producir 10 Millones de toneladas de H2 verde» y que «para eso harán falta 89 millones de toneladas de agua para la electrolisis, lo que representa el 0,00478% de los recursos anuales de agua dulce de la UE».

También señalan que «el agua necesaria para la electrólisis a gran escala puede ser proporcionada por **cualquier recurso hídrico** (agua de mar, aguas residuales, etc.) una vez desmineralizada mediante plantas de ósmosis inversa» por lo que «**el agua no tiene por qué ser potable**».

Ponen como **ejemplo a Portugal** que, en su estrategia del H2, desea producir 2,5 GW de electrólisis en 2030 y que para ello «será necesario consumir el 1% del agua residual que genera el país».

«Solo usando el agua residual que se genera en Portugal bien tratada, podría satisfacerse el 675% de las necesidades de agua necesarias para la producción de los 10 millones de toneladas de H2 verde que desea producirse en toda la UE en 2030», insisten.

Además, «desde la perspectiva de la **economía circular**, la tecnología del hidrógeno no consume agua, ya que el agua se produce, en su forma más pura, al final del ciclo y también evita la contaminación del agua asociada a diversos procesos de los combustibles fósiles».

Por último, esgrimen que «un vehículo de H2 con pila de combustible purifica el aire del entorno en el que se mueve».

Con estas premisas, los **principales proyectos** relacionados con el hidrógeno como vector energético del futuro que se desarrollan en Andalucía no correrían ningún riesgo. Entre otros, están próximos a ser aprobados definitivamente y con ejecución a corto plazo gracias a la financiación europea el de Viridis, una compañía alemana que desarrollará en **Arcos de la Frontera** un proyecto de producción de Metanol verde para la industria alemana, usando H2 verde y CO2 de captura de procesos contaminantes. Esta compañía pretende desarrollar plantas similares en **Linares y Córdoba**.

Igualmente, Iberdrola impulsa un gran proyecto de producción de amoniaco verde en asociación con FertiBeria en Huelva, el **Proyecto Puerta Europa**.

También hay en marcha un proyecto con **CEPSA en San Roque** de Hidrógeno Renovable o el de **Consentino en Almería**, que incluye generación de Hidrógeno con energía solar para la descarbonización de la movilidad.

A todos ellos hay que sumar la instalación para la producción de Hidrógeno destinado a consumo local en la industria en **Niebla, Huelva**; un proyecto pionero y singular de producción y consumo de Hidrógeno renovable en el **Polígono Industrial La Isla**, en Dos Hermanas (Sevilla); el Proyecto Green Hydrogen en **Los Barrios**, (Cádiz); el **Málaga Valle** de H2 Verde; la instalación para la producción de Hidrógeno destinado a consumo local en industria y para transportes urbanos en **Alcalá de Guadaira** (Sevilla); el Proyecto Hidrógeno verde Alpeorujó en **Jaén**; el Alener en el **Puerto de Sevilla**; el de **Alcalá la Real**, producción de Hidrógeno a partir de Energía solar fotovoltaica; o el de **Coagener en San Roque** (Cádiz) de producción de Hidrógeno renovable.

Si la previsión se cumple, la sequía no impediría la culminación de estos proyectos, que situarían a Andalucía como una **región puntera** en la producción de hidrógeno en Europa.

Endesa somete este jueves a sus accionistas reforzar su suministro de gas y financiación por 5.000 millones

El destino es el cumplimiento de las obligaciones con terceros derivadas de las reglas operativas de funcionamiento de los mercados de gas y electricidad

elperiodicodelaenergia.com, 14 de noviembre de 2022

Endesa celebrará el próximo jueves, día 17 de noviembre, una **junta general extraordinaria de accionistas** para dar el visto bueno a la formalización de operaciones vinculadas de suministro de gas natural y financieras con Enel, su matriz, por un importe de más de 5.000 millones de euros.

La junta se celebrará en su sede en Madrid. A pesar de ser abierta a la presencia física de sus accionistas, la energética recomienda, para favorecer la sostenibilidad del evento, la participación a distancia, votando o delegando la representación por medios de comunicación a distancia o asistiendo telemáticamente.

Nuevos contratos de gas



Así, el grupo dirigido por **José Bogas** someterá a sus accionistas en materia de suministro de gas natural la renovación del acuerdo de gestión conjunta de buques metaneros y de los contratos de suministro de gas natural licuado (GNL) de origen de Estados Unidos -para 2022 y su ampliación para 2023- por un importe de 210 millones de euros.

También se lleva a la junta la compraventa de un volumen máximo de dos teravatios hora (TWh) de GNL a Enel Global Trading para el ejercicio 2023 por un importe de unos 290 millones de euros, así como la adquisición de la carga de dos buques metaneros de GNL, lo que equivale a alrededor de otros dos TWh de gas, a Enel Generación Chile, para el año 2024, por un importe aproximado de 121 millones de euros.

A esta batería de medidas enmarcadas para garantizar el suministro de gas natural del grupo para los próximos años se añaden operaciones financieras con Enel y Enel Internacional Finance por un importe total de 5.000 millones de euros.

Cumplir obligaciones

En concreto, estas operaciones consisten en la formalización de una línea de crédito a doce meses, concedida por parte de Enel Finance International, por un importe máximo de hasta 3.000 millones de euros.

Asimismo, se incluye la formalización de la emisión de una garantía de Enel sobre obligaciones de Endesa Generación (contragarantizada por Endesa) por un importe de hasta 2.000 millones de euros, con una duración hasta el 30 de junio de 2023.

En su orden del día de la junta, Endesa señala que el destino de ambos instrumentos financieros es el cumplimiento de las obligaciones de la compañía con terceros derivadas de las reglas operativas de funcionamiento de los mercados organizados de gas y electricidad nacionales o internacionales en los que participa y otras obligaciones directa o indirectamente relacionadas.

Operaciones financieras con Enel

Según afirma la compañía en su informe sobre la propuesta, dentro de su estrategia financiera es práctica habitual que parte de la financiación se realice mediante la celebración de operaciones con su matriz. De esta forma, Endesa tiene contratadas con el Grupo Enel operaciones financieras por un total 7.050 millones de euros, justificadas por el alto volumen y la inmediatez de su disponibilidad. Las operaciones con Enel “se ciñen normalmente a aquellas que tienen carácter estructural en forma de préstamo o de liquidez”

De esta manera, ante la actual situación de incertidumbre internacional, con especial incidencia en los mercados energéticos, unido a una extremada volatilidad en el mercado del gas (TTF), el grupo ha determinado la existencia de un riesgo, de que se produzcan incrementos extraordinarios y poco predecibles del índice de gas TTF, lo que a su vez determinaría la necesidad de que debiera aportar en el futuro cantidades adicionales, de cuantía potencialmente muy elevada, en concepto de garantías.

Por ello, con objeto de establecer un marco preventivo ante esta incierta y posible situación, se considera preferible acudir al accionista mayoritario “por razones de rapidez, coste y eficacia”.

Respaldo de EY y Garrigues

Estas dos operaciones cuenta con el respaldo de Informe Ernst & Young Abogados y Garrigues como expertos independientes, que consideran que ambas operaciones se encuentran en condiciones de mercado conforme a la normativa de precios de transferencia del Impuesto de Sociedades.

Asimismo, también votarán los accionistas la renovación por cinco años de la prestación del servicio de análisis de vibraciones de aerogeneradores por parte de Enel Green Power España a Enel Green Power valorado en cinco millones de euros.

Enresa y CSN piden un marco legal y apoyo social para los residuos de alta actividad

El presidente de Enresa ha dicho sobre el AGP que "no puede ser una decisión de un Gobierno"

elperiodicodelaenergia.com, 14 de noviembre de 2022

Enresa y el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) han pedido este lunes un marco normativo con rango de ley, que sea estable y con amplio respaldo social para la gestión futura de los residuos nucleares de alta actividad, en un futuro Almacén Geológico Profundo (AGP).

Así lo han manifestado el presidente del CSN, **Juan Carlos Lentijo**, y el de Enresa, **José Luis Navarro**, durante un encuentro internacional sobre el Almacenamiento Geológico Profundo para residuos radiactivos de alta actividad, que se celebra en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, de la Universidad Politécnica de Madrid.



La posición del CSN y Enresa

El presidente de Enresa ha dicho sobre el AGP que “no puede ser una decisión de un Gobierno, sino que habría que implicar al Parlamento al máximo nivel, que se pudiera mojar”, para “garantizar un marco normativo con rango de ley que sea estable y con amplio respaldo para que todos los agentes implicados dispongan de esa referencia”.

Tanto en el sexto **Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR)** como en las sucesivas versiones del séptimo que se encuentra en tramitación y cuya aprobación se espera en 2023, se incluye el almacenamiento definitivo del combustible nuclear gastado (CG) y los **residuos radiactivos** de alta actividad (RAA) en un AGP.

Esta solución, considerada la más favorable y segura por la comunidad técnica internacional, consiste en el almacenamiento de los residuos en instalaciones de ingeniería subterráneas en formaciones geológicas muy estables y el aislamiento mediante la interposición de barreras, a profundidades alrededor de los quinientos metros.

Los residuos nucleares

En la misma línea que Navarro, el presidente del CSN ha destacado que hay que “asegurarse una estabilidad muy clara en el apoyo a este proyecto desde todas las instancias del Estado”, y siempre con las garantías de que los residuos, fruto del **desmantelamiento** de las **centrales**, “se gestionan con los niveles adecuados de seguridad para las personas y el medioambiente”.

Ambos responsables han coincidido en la necesidad de avanzar lo más rápido posible hacia el proyecto de AGP, teniendo en cuenta que 2073 es el año calculado en el que empezaría a llegar el combustible gastado, desde los almacenes temporales al definitivo.

“Hay que aprender de países como **Finlandia**”, que pondrá en marcha su AGP en dos años, o de otros países europeos como **Francia** o **Suecia**, que también van avanzados, ha recordado el presidente de Enresa.

El 47% de la energía que genera España ya es renovable

En Castilla y León, Castilla La Mancha y Aragón, las renovables ya representan la mayor parte de la energía producida

elmundo.es, 15 de noviembre de 2022

El octavo día de la **Cumbre del Clima** arranca hoy con una **jornada dedicada a la energía**: las renovables serán imprescindibles para lograr los objetivos contra el cambio climático. De ello hablarán las delegaciones de los 190 países participantes en la ciudad egipcia de Sharm el Sheikh, en una cumbre marcada por la crisis energética y la guerra de Ucrania.



¿Cuál es la situación de España ante la necesaria transición energética? En la última década, el progreso ha sido notable, aunque aún quedan asignaturas pendientes. En 2012, la producción de energía limpia generada rondaba el 30% del total -la eólica aportó el 17,1%, la hidráulica, el 7,3%; la fotovoltaica, el 2,9% y la termoeléctrica, el 1,2%-mientras que **en 2021 alcanzó el 47%**. En 2022, con datos provisionales hasta agosto, las energías limpias representan el 41,3% de la energía renovable total, aunque los datos se ven afectados por un verano en el que se ha exportado mucha más energía a Francia y ésta estaba producida en gran medida por las centrales de ciclo combinado, que utilizan gas.

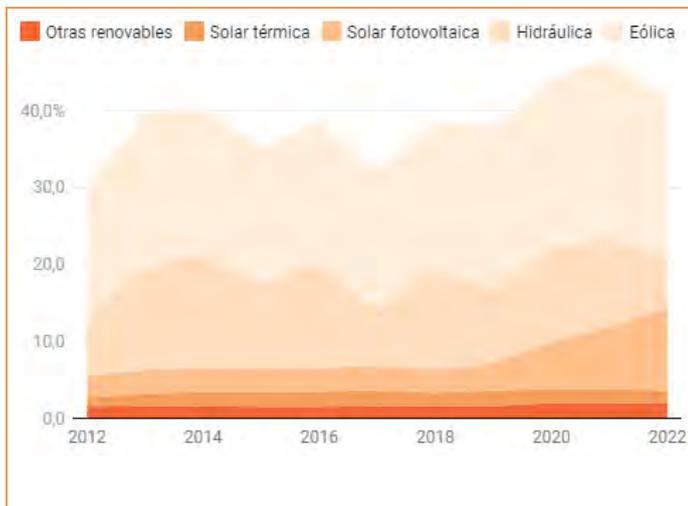
"La industria de las energías renovables en España es potentísima en cuanto a instalación y energía generada", explica Alejandro de Juanes, experto en cambio climático y director de Proyectos Climáticos de Enefgy, quien asegura que esta tendencia irá al alza cuando cierre el año. En diez años la potencia ha aumentado más de 14 millones de megavatios hora. En julio de este año, se rozaban ya los 100 millones.

España cuenta con **dos bazas excepcionales** para generar este tipo de **energía**: el viento y el sol. La eólica y la solar (tanto fotovoltaica como, en menor medida, térmica) son las dos energías renovables más usadas en nuestro país. Este año, la energía eólica ha supuesto ya el 22,1% de la electricidad total, cuatro puntos porcentuales por encima de la generada en 2012 y, de nuevo, lastrada por una caída en los meses estivales: en 2021 aportó el 23,3%. El mayor aumento lo ha tenido la solar fotovoltaica, que si entre 2012 a 2019 tuvo una media del 2,9%, en lo que llevamos de año ya supone un 10,8% (la potencia instalada ha pasado de 8,7 GW a más de 18 GW en estos tres años). Por otro lado, la solar térmica ha sido la que menor crecimiento ha tenido en la última década, con una subida de apenas 0,5 puntos, alcanzando 1,7% a agosto de 2022.

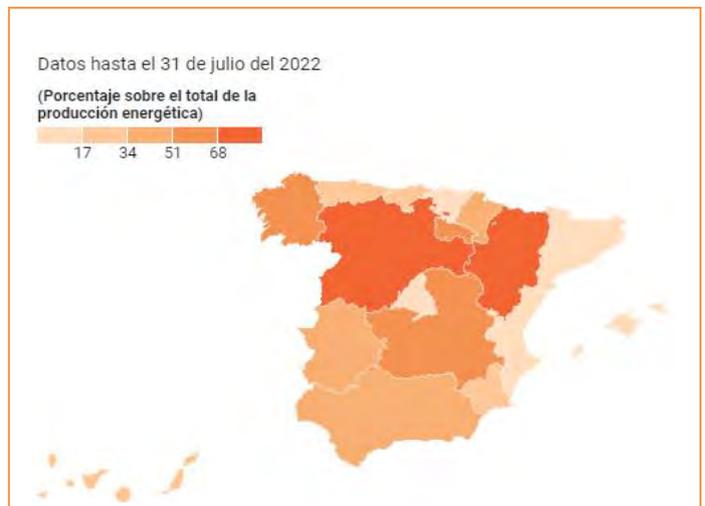
Según datos de Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E), en 2021 España se convirtió en el segundo país que más electricidad generó con eólica y solar de toda la Unión Europea. El cambio por comunidades y a través de los años también ha sido notable.

En lo que llevamos de año, **Castilla y León** es la comunidad con más producción de energías limpias sobre su total del panorama nacional con un 66,7%; un 57,4% de la eólica y 9,6% fotovoltaica. **Aragón**, con un 63,1% renovable total, de las cuales un 49,3% corresponden a la eólica y 13,8% a la fotovoltaica, es la segunda con mayor generación, seguida de Castilla La Mancha, con un 31,1%; 25%; y 2,3% destinado a la eólica y solar fotovoltaica y térmica, respectivamente, sumando un total de 58,4%.

Evolución de la producción de energía renovable en España



Peso de la producción de energía renovable en 2022



Como se puede apreciar en los gráficos elaborados por EL MUNDO, las zonas con mayor territorio son también las que tienen un mayor aporte de renovables a su 'mix'. Esto se debe a que tanto las placas solares como los aerogeneradores necesitan un espacio que no tienen comunidades más pequeñas como Madrid o Cantabria.

En cualquier caso, la tendencia es imparable y se ha visto reforzada por la apuesta del Gobierno por las renovables. El **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** plantea unos objetivos de instalación de renovables que permitirían, en principio, abandonar otras fuentes, como la nuclear (su cierre definitivo está planteado para 2035). "La tecnología de la energía fotovoltaica ya está preparada: es eficiente y barata para competir con otras", asegura el director de proyectos de Enefy. En lo que tanto él como Mercedes Irujo, gerente de Acciona Energía, coinciden es en que falta darle un impulso desde la administración. "Se tarda entre cuatro y cinco años en sacar un proyecto adelante", explica de Juanes, aunque asegura que recientemente ese tiempo se ha reducido. "Hay dinero y hay tecnología. Falta que se alineen voluntades", puntualiza.

Sin embargo, uno de los problemas, como afirma Irujo, es el almacenamiento. **"Se genera mucha energía durante el día y no se aprovecha toda"**. Con esto coincide también el experto climático, que asegura que ya se está trabajando en un plan para mejorar el almacenamiento lo máximo posible. El hidrógeno verde y las centrales eléctricas reversibles son dos maneras de almacenar que ya se contemplan.

Pero, ¿puede afectar el cambio climático a las energías renovables? La subida de las temperaturas y la sequía marcan ya un cambio de paradigma más que notable, aunque no será un problema para las energías 'verdes'. Pero lo que sí deberán hacer es adaptarse a la forma de generarla: "El cambio climático no afecta especialmente, aunque lo que sí que va a cambiar son las condiciones", asegura el experto de Enefy. Es el caso de la hidráulica, que este año ha notado el impacto de la sequía en España y Portugal. "Ahora llueve menos, pero más concentrado en un corto periodo de tiempo. Habrá que adaptarlo y ampliar la capacidad de almacenar el agua", añade.

Para seguir cumpliendo los objetivos climáticos, España tendría que consumir un **45% de energía limpia en 2030**. En 2020 se quedó a medio camino del objetivo, 21,2%, según datos del Ministerio de Transición Ecológica, pero superó la meta del 20% fijada por la Unión Europea. Los expertos consultados aseguran que esta meta es posible, pero que España debe "ponerse las pilas". Aún así, desde Greenpeace, aseguran que este avance es insuficiente. "A nivel mundial, el aumento de las renovables debería multiplicarse por tres en el mundo cada año para poder llegar a la descarbonización prevista antes de 2050", explica Sara Pizzinato, portavoz de la ONG.

Naturgy lanza un servicio de atención exclusiva para atender el cambio a la TUR a las comunidades de vecinos

La compañía ha facilitado un número de teléfono, una página web y 151 tiendas operativas para los interesados

elperiodicodelaenergia.com, 15 de noviembre de 2022

Naturgy ha activado un **equipo dedicado en exclusiva a la atención personalizada** y directa a las **comunidades de vecinos con calefacción central** y un **consumo superior a los 50.000 kilovatios hora (kWh)** al año para **facilitarles información** y la **contratación** de la nueva **Tarifa de Último Recurso (TUR)** aprobada recientemente por el **Gobierno**, informó la compañía.

De esta forma, los presidentes de comunidades de propietarios y administradores de fincas interesados pueden llamar al 900370801 para **resolver sus dudas** y **contratar** esta nueva tarifa. Además, las comunidades de vecinos pueden **solicitar su contratación** en la **página web** o a través de su red de **151 tiendas operativas** en el país.



Naturgy favorece el cambio a la TUR

El cambio de las comunidades de vecinos a la nueva **TUR** permitirá un importante ahorro en las facturas de cara a los próximos meses coincidiendo con el periodo de **mayor consumo de gas** del año en el **invierno**.

El director general de Comercialización de la energética, **Carlos Vecino**, señaló el compromiso de la compañía con el consumidor en un contexto tan cambiante como el actual, por lo que se busca "facilitarle las **gestiones** y **ayudarle** en todo lo que podamos". "Nuestro objetivo es hacer todo un poco más sencillo a las familias y a nuestros clientes", dijo.

Las comunidades interesadas en contratar la TUR deben cumplir únicamente tres condiciones: estar al corriente de pago de las obligaciones económicas contraídas con su actual comercializadora; disponer de contadores individuales de **calefacción** en las viviendas con fecha 30 de septiembre de 2023; y haber realizado la inspección de eficiencia energética con resultado positivo.

Esta medida se suma al refuerzo por el grupo de los distintos canales de atención al cliente en las últimas semanas con el **objetivo** de atender el fuerte incremento de las solicitudes de contratación de la TUR de gas en hogares. Naturgy ya ha gestionado más de 85.000 solicitudes para contratar la TUR a través de sus distintos canales de atención al cliente.

Entre otras medidas, la energética ha multiplicado hasta la fecha por catorce la cantidad de operadores destinados a atender las solicitudes de alta en la TUR de gas y seguirá ampliando el número de operadores en las próximas semanas.

Iberdrola acelera la venta de su macrocartera de renovables, valorada en 1.200 millones

Aguarda ofertas finales por el 49% de este portfolio en España

cincodias.elpais.com, 16 de noviembre de 2022



Iberdrola avanza en la venta de su macrocartera de renovables en España. La eléctrica ya cuenta con ofertas por el 49% de este portfolio, de más de un gigawatio entre parques en operación y en desarrollo, valorado en un total de 1.200 millones, según indican fuentes financieras.

Iberdrola prevé culminar el llamado *Proyecto Romeo* en los próximos meses. Se trata de buscar una alianza con un gran inversor que tome una participación minoritaria en su cartera de renovables españolas. Está conformada por 150 MW eólicos, a los que se suma un importante pipeline, del que el 80% es fotovoltaica y el 20% eólica.

La eléctrica ya ha recibido la primera ronda ofertas por este activo, en un proceso que coordina Barclays. Ha recibido interés de un gran grupo de diversos inversores en este tipo de activos. Entre los que han rondado la operación destacan aseguradoras como Allianz, fondos de pensiones, como CDPQ, Omers y OTPP, grandes fondos estadounidenses como GIC y vehículos de inversión en infraestructuras de JP Morgan, pero también fondos soberanos, como GIP.

Tras haber recibido ya la primera ronda de ofertas, Iberdrola ya ha seleccionado a los finalistas. La operación se encuentra actualmente en su segunda fase. Y la compañía aguarda que se remitan estas pujas finales próximamente.

La compañía que pilota Ignacio Sánchez Galán espera obtener en torno a 600 millones con esta operación. **Se tratará de su primer movimiento tras la presentación de su nuevo plan estratégico.** Este prevé invertir 47.000 millones hasta 2025, de los cuales, dedicará 17.000 millones a renovables y 36.000 millones a redes. A estos se suman otros 11.000 millones que dedicará a la integración de su operación estrella de los últimos años, la toma de la compañía estadounidense PNM Resources.

La estrategia de dar entrada a socios minoritarios en sus proyectos estrella es una senda ya conocida por la primera eléctrica española. **Este mismo mes de septiembre anunció la venta de un 49% de parque eólico marino Wikinger**, que la compañía opera en aguas alemanas del Mar Báltico y es el primero que ha desarrollado en solitario, al fondo Energy Infrastructure Partners (EIP) por 700 millones de euros. Incluso, hace más de una década, sacó a Bolsa y luego recompró su filial Iberdrola Renovables.

También han pasado por la mesa de Galán operaciones de mayor calado. **Dio el mandato a Morgan Stanley para desprenderse de un 20% de su negocio de redes**, que valora en hasta 20.000 millones. También sondeó al mercado, de la mano de Lazard, para **vender sus plantas de cogeneración en España por unos 300 millones**. En ninguno de estos dos procesos la compañía ha dado más pasos para cerrar las transacciones, que han quedado en vía muerta.

Esta alternativa también ha sido explorada por Repsol. Ha dado entrada en dos parques eólicos a Pontegadea y a Infrared uno solar, así como a EIP y Crédit Agricole en la filial de renovables. EIG ha adquirido una minoría de la filial de *upstream*.

REE contrata las turbinas y la obra civil de Salto de Chira

La concesionaria de la central hidroeléctrica tiene pendiente de adjudicar la impulsión del agua y la licitación de la línea eléctrica

canarias7.es, 16 de noviembre de 2022

La concesionaria de la construcción y posterior explotación de la central hidroeléctrica reversible Salto de Chira ha adjudicado el diseño, fabricación, montaje y puesta en marcha de las seis turbinas que se encargarán de bombear el agua y de generar energía, así como los trabajos de ejecución del circuito hidráulico, las cavernas, túneles, galerías de acceso, galerías auxiliares y obras civiles superficiales incluidas dentro del proyecto.

Los dos nuevos contratos suscritos por Red Eléctrica de España (REE) para **hacer realidad Salto de Chira** se unen al que está en marcha, la construcción de la desaladora, capaz de producir 7.800 metros cúbicos al día, que garantizará que el agua nunca falte en las dos presas del Cabildo. Los trabajos adjudicados a Tedagua tienen un plazo de ejecución de 26 meses y avanzan a buen ritmo en El Pajar.

El primero de los dos nuevos contratos adjudicados, a la UTE WTW Chira-Soria, se licitó con un plazo de ejecución de 72 meses para **poner en marcha el tren de potencia de la central y sus sistemas auxiliares**. Incluye las seis turbinas que tendrá, los generadores, convertidores, transformadores, válvulas de admisión y guarda y los sistemas de instrumentación y control, además de todas las instalaciones auxiliares para el correcto funcionamiento.



Los trabajos correspondientes al diseño e ingeniería inicial y al modelo reducido se harán en una primera fase, mientras que la ingeniería de detalle, fabricación, suministro, **construcción, montaje y puesta en marcha se llevarán a cabo en una segunda fase** posterior.

La adjudicataria del segundo contrato, licitado con un plazo de ejecución de 56 meses, es la **UTE Central Salto de Chira, constituida por la empresa Dragados con otras firmas de su grupo**. Se encargará del diseño, ingeniería, construcción y puesta en marcha de todas las infraestructuras de obra civil con riesgo geológico asociadas al proyecto.

En este contrato figuran **las cavernas de la central (alojarán el tren de generación y bombeo)**, el circuito hidráulico, los túneles, la galerías de acceso y auxiliares y las obras civiles superficiales, entre otros elementos. También incluye el diseño y la ejecución de las instalaciones auxiliares hidromecánicas y electromecánicas asociadas.

Conducción de impulsión

REE sigue deshojando la margarita que adjudicará el tercer concurso que tenía abierto para contratar las obras de Salto de Chira, el de los trabajos de la conducción hidráulica que elevará el agua **desde la desaladora hasta la presa de Soria** (vaso superior del salto hidroeléctrico) a lo largo de un trazado de 17 kilómetros con dos estaciones de bombeo por el camino.

Por su singularidad este contrato **se licitó a medición y abono**. Los tres ya adjudicados lo fueron en la modalidad EPC, que incluye diseño preliminar, gestión de compras, construcción, supervisión y puesta en marcha.

Queda por licitar la construcción de la línea eléctrica de evacuación de la energía que genere Salto de Chira. **Discurre en aéreo a lo largo de 14.887 metros** gracias a la instalación de **37 torretas** entre el túnel de acceso a la central y la subestación de Santa Águeda.

La potencia y el coste

La primera gran central de almacenamiento de renovables de Canarias, con una potencia de 220 megavatios (MW) en bombeo y 200 MW en turbinación, **ha visto disparado su coste real de construcción hasta los 618 millones** una vez revisados los precios de las materias primas y actualizadas las ofertas de mercado disponibles para sus componentes.

Así se lo ha comunicado REE al Ministerio para la Transición Ecológica en sus alegaciones al borrador de la orden estatal que fijará la retribución por la construcción, mantenimiento y explotación de la instalación. La propuesta que propone revisar, de febrero de 2022, cifra el valor de la inversión en 409 millones, cuando **REE lo estimaba en casi 470 en mayo de 2021**.

Capital Energy se sube a la ola de la eólica marina en España: invertirá 8.000 millones en siete proyectos por más de 2.000 MW

Los proyectos se ubicarán en las costas de Canarias, Galicia y Cataluña

elperiodicodelaenergia.com, 17 de noviembre de 2022

Capital Energy está dispuesta a irrumpir con fuerza en el incipiente sector de la energía eólica marina de la península ibérica.

La empresa, ganadora de varias de las subastas de energías renovables organizadas en España, desarrolla una cartera de varios gigavatios con el objetivo de lograr una cuota significativa de la eólica *offshore* que se implante en nuestro país y Portugal.

Así, Capital Energy ya está tramitando desde el punto de vista ambiental, ante el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miterd), **más de 2.000 megavatios (MW)** de capacidad eólica marina. En las últimas semanas ha presentado cinco proyectos, que superan los 1,7 gigavatios (GW), que se unen a las otras dos iniciativas, por 305 MW y ubicadas en Canarias, que ya había planteado previamente.

En concreto, la compañía está impulsando, en una primera fase, el desarrollo en España de siete proyectos de eólica marina en tres comunidades autónomas, cuya puesta en marcha implicaría **la inversión de alrededor de 8.000 millones de euros**:

- Dos iniciativas en Galicia, de 510 MW de capacidad cada una, denominadas **Breogán** (A Coruña) y **Volanteiro** (Pontevedra).
- Otro proyecto en Cataluña, de 510 MW, denominado **L'Empordà** (Girona).
- Cuatro más en las islas Canarias: **Maresía**, en Gran Canaria, de 255 MW; **Granadilla**, en Tenerife, de 50 MW; **Mencey**, en esta misma isla, de 150 MW, y **Timanfaya**, en Lanzarote, de 50 MW.



Mapa de espacios protegidos

La ubicación de estos proyectos de energía eólica *offshore* de Capital Energy, que equiparían turbinas de entre 10 MW de potencia unitaria -para el proyecto portuario de Granadilla- y de 15 MW o más para el resto de la cartera flotante, ha sido seleccionada teniendo en cuenta las zonas delimitadas por el Gobierno en el borrador de los planes de ordenación del espacio marítimo elaborados para la implantación de las energías renovables en el litoral español.

Asimismo, todos ellos se han presentado respetando, por un lado, el mapa de espacios naturales protegidos que maneja el propio Miterd y, por otro, los caladeros delimitados por la industria pesquera de cada una de las áreas en las que radicarían. Además, el ámbito de estudio planteado se ha ampliado para poder acomodar futuras modificaciones necesarias, ya sean debidas a cambios en los Planes de Ordenación del Espacio Marino (POEM) definitivos o a peticiones del Miterd o de otras industrias coexistentes.

Fruto de su compromiso con la transición energética ecológica y justa, Capital Energy trata de conciliar la contribución a la progresiva descarbonización de la economía, a través de la implantación de las energías renovables, con el fomento del desarrollo económico y social de todos los territorios en los que opera.

En este sentido, está propiciando, al hilo de su apuesta por el sector de la eólica marina, la firma de acuerdos con administraciones, empresas y colectivos locales que puedan beneficiarse del efecto tractor que ejerce con su actividad.

Alianzas con Shell, BlueFloat Energy y más

De cara a reforzar el desarrollo de sus planes, Capital Energy ya ha firmado dos alianzas de calado: **una con Shell**, el pasado mes de mayo, para analizar el desarrollo conjunto de proyectos en el sector de la energía eólica marina; y otra **con BlueFloat Energy**, para impulsar conjuntamente el parque eólico marino Granadilla, el primero en aguas portuarias de España.

Así, aprovechando sus habilidades y fortalezas complementarias, Capital Energy y Shell van a codesarrollar proyectos de eólica marina flotante en la península Ibérica, tanto en España como en Portugal.

Shell cuenta con una experiencia de más de dos décadas en el desarrollo de infraestructuras eólicas, así como de más de medio siglo en el ámbito de la ingeniería marina en el Mar del Norte. A finales de 2021, esta compañía ya disponía de 840 MW de eólica marina operativos en Holanda, así como de proyectos en desarrollo y cartera, tanto en Europa como en Estados Unidos, que suman más de 5.000 MW.

Granadilla

El proyecto Granadilla, por su parte, se ubicará en las proximidades del puerto tinerfeño homónimo y requerirá una inversión de más de 120 millones de euros.

Este parque marino contará con una potencia de 50 MW, gracias a cinco turbinas de 10 MW de capacidad unitaria en cuya instalación se empleará una solución de cimentaciones fijas por gravedad construidas en hormigón, basadas en el uso de la tecnología Elisa desarrollada por la compañía de ingeniería Esteyco.

El grueso de la energía limpia que genere este parque se destinará al autoconsumo de las instalaciones portuarias y sus concesionarios, en el marco del compromiso de la Autoridad Portuaria de Tenerife con la descarbonización de sus operaciones.

Además, Capital Energy ha sellado desde hace un año cuatro acuerdos de colaboración en las Canarias, una región que considera estratégica para el desarrollo de su proyecto de energía eólica marina: con el **Clúster Marítimo de Canarias**, para elaborar un plan conjunto que identifique los servicios en la cadena de suministro que se precisan para atender las necesidades derivadas de la futura construcción de parques *offshore* en el archipiélago, así como con los astilleros **ZAMAKONA YARDS**, **ASTICAN** e **HIDRAMAR**.

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

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

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



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

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