

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 CNMC tumba el recurso de Endesa al tope al gas y aboca a una batalla judicial

El Pleno del organismo regulador se reúne este jueves para desestimar el conflicto de gestión económica presentado por la eléctrica contra el impacto de la 'excepción ibérica'.

Competencia tumba el 'truco' de las grandes eléctricas para frenar el golpe de Ribera

lainformacion.com, 08 de septiembre de 2022

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) prepara el portazo al recurso de Endesa contra **la excepción ibérica y aboca a la eléctrica a un frente judicial contra el Gobierno. El Pleno del organismo que preside Cani Fernández se reúne este jueves para abordar, entre otros asuntos, la desestimación del conflicto de gestión económica presentado por el grupo energético contra el mecanismo del tope al gas en vigor desde el pasado 15 de junio, según apuntan fuentes del sector en conversaciones con este medio.**



La compañía que dirige José Bogas presentó a principios de julio un recurso contra Omie, la sociedad que gestiona el mercado eléctrico o *pool*, encargada de calcular las liquidaciones -derechos de cobro y obligaciones de pago- que le corresponden a cada agente. Fue la primera de las 'grandes' en mover ficha contra el plan ibérico en la CNMC, como adelantó **La Información**.

Dos meses después, **el supervisor ultima su rechazo a Endesa**, cuyo recurso cargaba contra los primeros 'recibos' girados por Omie que ya se habían visto impactados por la aplicación del citado *price cap* al gas que se emplea para producir electricidad en los términos en los que quedó recogido en el real decreto ley 10/2022. Fuentes oficiales de la CNMC y de Endesa han preferido guardar silencio ante las preguntas de este medio.

El veredicto de la CNMC no ha pillado por sorpresa ni en el supervisor ni dentro del grupo energético, según las fuentes consultadas. Al citado conflicto de gestión se le presuponía un corto alcance desde el principio. Las empresas no pueden recurrir una norma con rango de ley pero sí sus efectos, es por ello que Endesa esperó hasta recibir las liquidaciones del gestor del pool para iniciar su defensa. Tras el paso al frente de la eléctrica, el Omie presentó las alegaciones pertinentes, centradas en que, en su condición de liquidador, se ha limitado a aplicar lo recogido en un real decreto que además cuenta con el respaldo de Bruselas.

El pasado julio, fuentes oficiales de Endesa matizaron a este medio que su queja se limitaba al hecho de que el Gobierno haya incluido en el tope al gas todos los contratos a precio fijo renovados o prorrogados a partir del 26 de abril, sin excepción. "Hemos presentado un conflicto ante la CNMC por un aspecto concreto de cómo se aplica el RDL, que tiene que ver con que se aplique también el coste del ajuste a los contratos prorrogados automáticamente al mismo precio", detallaron desde la compañía.

Al igual que Endesa, gigantes del sector como Iberdrola, Naturgy o Repsol han recurrido a la CNMC para arremeter contra los giros regulatorios del Gobierno

La negativa de la CNMC a admitir el planteamiento de Endesa agota la vía administrativa y aboca a la compañía a los tribunales en caso de que esta quiera seguir adelante con su queja hasta las últimas consecuencias. Un litigio judicial es ahora la única baza que le queda a la filial española de **Enel** para defender los intereses del grupo y, en última instancia, los de sus accionistas frente a la intervención de precios impuesta por el Gobierno. En su día, desde la eléctrica trasladaron a este medio que **la opción de un frente judicial no estaba entonces sobre la mesa**.

A pesar de su escaso recorrido, el recurso al pataleo en la CNMC se ha convertido en **una baza habitual para las eléctricas** en sus pugnas contra los vaivenes regulatorios del Gobierno de Pedro Sánchez.

Colosos del sector como **Iberdrola**, **Naturgy** y **Repsol** siguieron los mismos pasos en su cruzada contra la minoración a los beneficios extraordinarios incluida en el real decreto ley 17/2021. **El resultado también fue el mismo.**

España vuelve a recurrir al carbón y quema un 300% más tras el subidón del gas y la falta de agua

As Pontes tenía pensado dejar de utilizar esta materia prima antes el verano

elindependiente.com, ACTUALIZADO EL 08 de septiembre de 2022



España vuelve a tirar de carbón. En plena emergencia por la dependencia del gas para generar electricidad, nuestro sistema ha tenido que recurrir una vez más a una de las materias primas que más contaminan.

A pesar de que Endesa, tal y como avanzó este periódico, dejó de quemar carbón en As Pontes antes del verano, la falta de otras tecnologías en el mix eléctrico ha provocado que durante agosto y este inicio de septiembre se haya utilizado un 300% más de dicho mineral que durante el mismo período del año anterior. En la actualidad, esta central es la única que podría sumarse a la contribución del carbón al pool, junto a las centrales todavía operativas de la eléctrica portuguesa EDP en Los Barrios (Cádiz) y en Aboño (Gijón).

En concreto, y según los datos de Redeia (antigua Red Eléctrica), España requirió 961 Gwh durante agosto y la primera semana de septiembre. Estas cifras quedan muy lejos de los poco más de 428 Gwh que se generaron en el mismo período del año anterior. De paso, Siemens Gamesa ha conseguido que SSE le garantice la compra de parte de los aerogeneradores que equiparán esos parques eólicos, un compromiso que incluye su mantenimiento durante años (es la parte más rentable de este negocio renovable).

El **carbón**, que estaba destinado a casi desaparecer del mix energético español, ha recobrado importancia y tiene un peso del 3,2% del total. Esto es apenas un 1% menos que la energía hidráulica, que siempre ha obtenido un peso relativamente importante en años anteriores. La sequía que asola España, que es la más importante desde 1995, ha empujado a las generadoras a tirar de dicha materia prima.

Y la producción podría ir a más. El Ejecutivo tiene que decidir en las próximas fechas si se reabre la producción de **As Pontes**, una de las plantas más importantes de carbón para nuestro mix energético. No obstante, la voluntad de Endesa es no tener que recurrir al mineral y fuentes de la compañía recalcan que “cuanto más rápido sustituyamos combustibles fósiles contaminantes y que generan dependencia del exterior por energías limpias autóctonas, antes nos aislaremos de tensiones geopolíticas”.

Cabe destacar, que la empresa propietaria de la planta, Endesa, lleva desde 2019 tramitando el cierre de la térmica, pero ante el cambio del escenario energético el Ejecutivo de Sánchez ha encargado un informe a Red Eléctrica para que analice si es necesario mantener la central de carbón operativa para garantizar que no haya problemas de suministro.

De hecho, la ministra de Transición Energética ha admitido que durante los meses de verano, el sistema eléctrico español está registrando más entradas de las centrales de fuel y carbón. En este sentido, y en una entrevista concedida a *Expansión*, **Teresa Ribera** propone “ampliar” durante un tiempo el mercado de derechos de emisión. Esto se debe a que, como consecuencia de la sequía y de la falta de gas en muchos países, dichos poderes han disparado su precio, lo que se traduce en un nuevo encarecimiento a la hora de generar energía.

33% del gas

Agosto, que se caracterizó por las altas temperaturas y en el que se constató la ola de calor más prolongada de nuestra historia, provocó que el mix energético fuera tremendamente dependiente de las energías no renovables frente a las renovables. Además de la pobre aportación de la hidráulica (4,2%), la **eólica** apenas representó el **16%** mientras que la **fotovoltaica** se quedó en un **12,5%**.

En contra de lo que se pueda pensar, un período de mucho calor y sol no ayuda a las tecnologías renovables ya que pierden eficiencia cuando se sobrepasan ciertos umbrales. Las placas solares, para producir energía necesitan radiación solar de calidad, y con las altas temperaturas esto no sucede. En la temporada de primavera, por ejemplo, las placas solares funcionan de forma más eficiente que en verano, ya que hay una radiación solar de buena calidad y la temperatura es más suave.

Con todo, el **gas ha sido el pilar en el que se ha sustentado el sistema eléctrico** español para poder producir energía. En concreto, de acuerdo a los datos de Redeia, el 33% de la demanda se ha generado a través de esta materia prima. El 13 de agosto, por ejemplo, se marcaron cifras récord durante el verano. En concreto, las centrales de gas fueron capaces de generar 339 Gwh al sistema eléctrico, de los 844 Gwh que demandaba el propio sistema. Es decir, que casi el 40% de la electricidad utilizada por los españoles provenía de las instalaciones de ciclo combinado.

La AIE pide a Europa no cerrar las centrales

Cabe recordar que hace pocos meses la máxima autoridad energética, Agencia Internacional de Energía, pidió a los principales países europeos que mantuviera abiertas las centrales de carbón y pospusiera los planes de clausura de las plantas debido a la amenaza de **Putin de cerrar el grifo** con el petróleo y con el gas.

“Cuanto más nos acerquemos al invierno, más entendemos las intenciones de Rusia. Europa debería estar lista en caso de que el gas ruso se corte por completo”, dijo recientemente el director de la agencia, Fatih Birol.

La gran industria presiona a Ribera para volver a cobrar por parar sus fábricas si hay riesgo de apagón

- **Los grandes consumidores industriales de electricidad y de gas reclaman al Gobierno recuperar las subastas de interrumpibilidad y recibir ayudas específicas por reducir el consumo de energía.**
- **El Ministerio para la Transición Ecológica reconoce que está analizando la medida propuesta por las patronales industriales pero se toma más tiempo para estudiar cómo encajarla en el plan de contingencia que enviará a Bruselas.**

epe.es, 09 de septiembre de 2022

Durante algo más de una década, los clientes eléctricos españoles estuvieron pagando cada mes en sus recibos de luz ayudas millonarias a la gran industria. Varias decenas de plantas industriales se ofrecían a parar su producción para reducir el consumo eléctrico y evitar así posibles problemas de seguridad de suministro o desajustes en el mercado que pudieran provocar subidones del precio de la luz.

Entre 2008 y mediados de 2020 grandes grupos industriales recibieron algo más de 5.260 millones de euros -según los datos de la extinta Comisión Nacional de la Energía y de la actual Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia- gracias al denominado servicio de interrumpibilidad, el mecanismo que servía para garantizar que esas fábricas pararían y dejarían de consumir electricidad o reducirían el consumo en caso de riesgo de apagón o de grandes picos de precio.



Hace dos años, a instancias de la Comisión Europea, el actual Gobierno puso fin al sistema de subastas semestrales a través del que se repartían esas subvenciones y a la espera de diseñar un nuevo mecanismo de ayudas. Pero el sistema nunca se actualizó. La gran industria propone ahora al Ejecutivo recuperar el servicio de interrumpibilidad en plena crisis energética, como una forma para rebajar su factura energética y una vía para reducir el consumo energético industrial como parte de plan de contingencia que enviará España a Bruselas en las próximas semanas.

Durante la década larga en que el mecanismo estuvo en marcha en España, sólo se aplicó para dar ayudas a los grandes consumidores industriales de electricidad, pero la gran industria española quiere ahora ampliarlo también a las factorías que consumen gas natural, según confirman la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE) y la organización empresarial GasIndustrial.

La patronal de los consumidores electrointensivos y la de los gasintensivos han hecho llegar esta propuesta al Ministerio para la Transición Ecológica y al Ministerio de Industria, comandados por Teresa Ribera y Reyes Maroto, respectivamente, y según confirman fuentes del Gobierno la medida se está analizando como una de las fórmulas posibles, pero aún no hay una decisión cerrada si se incluirá como parte del paquete de iniciativas para ahorrar energía como blindaje ante el pulso de Rusia.

El Gobierno subraya que su objetivo fundamental es no tener que aplicar cortes de suministro durante este invierno ni a hogares ni a industria como parte del plan de ahorro energético. El servicio de interrumpibilidad no implicaría imponer estos cortes, sino que **las empresas voluntariamente se ofrecerían a reducir el consumo o suspenderlo por completo a cambio de una bonificación**. Desde el sector industrial se insiste en que no se pueden considerar ayudas como tal, sino que se trata por el pago de un servicio y que, en casos de emergencia en plena crisis energética, puede ser útil poder reducir el consumo tanto de luz como de gas.

UNA DÉCADA CASI SIN PARAR

Entre 2008 y 2017 los grupos industriales beneficiarios de las ayudas sólo estaban obligados a parar por motivos técnicos, en caso de desajuste entre oferta y demanda eléctrica que amenazase la continuidad del suministro y hubiese riesgo de apagones. Durante años, las industrias cobraban por ofrecerse a parar, pero sin verse obligadas a parar prácticamente nunca.

Los datos son confidenciales, pero fuentes concededoras del sistema apuntan que durante una década se obligó a parar factorías sólo apenas cinco horas (aparte de las pruebas del sistema que las factorías tenían que realizar de manera periódica) y recibieron unos 5.000 millones de euros.

El Gobierno de Mariano Rajoy introdujo a finales de 2017 la obligación de que las empresas que participaban del servicio de interrumpibilidad debían reducir consumo también por razones económicas, si existía el riesgo de una fuerte subida del precio. En los años siguientes y hasta la paralización del mecanismo a mediados de 2020, las compañías beneficiarias sí tuvieron que realizar más de medio centenar de paradas por estos motivos económicos y para evitar picos de precios.

Pagamos la electricidad a precio de oro, pero hasta septiembre la fotovoltaica ya generó más que en todo 2021 en España

forococheselectricos.com, 09 de septiembre de 2022

Durante **2022** son los precios de la energía los que nos quitan el sueño, no las cifras de la pandemia. Se da la paradoja de que mientras la electricidad encadena récords con tanta frecuencia que podemos insensibilizarnos -ya llegarán las facturas-, **la energía fotovoltaica lo está petando en España**. Desde el 1 de enero hasta esta semana se han generado más GWh que en todo el año pasado con la fotovoltaica (20.954 GWh), así que tenemos un **nuevo récord**.



Para poner esta cifra en contexto, es más del doble de lo generado en 2019 y casi el triple de lo generado en 2018. Efectivamente, el calor no es el mejor aliado de las placas solares, pues empiezan a perder eficiencia y no se trata de que el sol esté abrasando, sino de horas de irradiación. Un factor que sin duda explica este aumento de producción es el **aumento de la capacidad instalada**.

Con los datos de REE de este mes comprobamos que la energía solar fotovoltaica (16.959 MW) está disputando el tercer puesto de la más importante a la hidroeléctrica (17.094 MW). Por delante quedan la eólica, con 29.535 MW, y las centrales de ciclo combinado, con 26.250 MW. En otras palabras, la fotovoltaica se está acercando al 15% del mix energético español por capacidad. **Las renovables ya suponen dos tercios de la capacidad de generación en España**.

¿Y cómo estábamos el año pasado?

En septiembre de 2021 REE informaba de 13.829 MW de capacidad instalada de energía fotovoltaica, por lo que el aumento es más que apreciable, **ahora hay 3.310 MW más**. No han cambiado ni la capacidad de la hidroeléctrica ni de las centrales de ciclo combinado, y el aumento de capacidad de la eólica ha sido mucho más discreto, porque había 28.092 MW instalados, 1.443 MW de diferencia.

En otras palabras, la energía solar fotovoltaica **es la que más está creciendo**, y dentro de poco será la tercera fuente de generación por capacidad instalada. La hidroeléctrica no ha tenido el mejor de sus años. Desde el 1 de enero hasta hoy, REE contabilizó 12.162 GWh generados con presas, frente a los 21.320 GWh generados con la luz del sol, ¡prácticamente el doble!

Entonces, **¿por qué estamos pagando la electricidad tan cara?** Pues en parte por la caída de la hidroeléctrica debido a la sequía y al desembalse interesado para engordar beneficios de ciertas compañías. La fuente de energía a la que más hemos acudido este año han sido los **ciclos combinados de gas (47.080 GWh)**, seguidos de la eólica (40.647 GWh) y la nuclear (39.2019 GWh). La solar fotovoltaica está en el cuarto puesto.

No es lo mismo capacidad que producción

En otras palabras, aunque actualmente las renovables tengan dos tercios de la capacidad de generación, el papel de las energías fósiles sigue siendo demasiado elevado por la **intermitencia** de la producción de las renovables y la dificultad -a día de hoy- de almacenar sus **excedentes** de forma eficiente. Y si no fuese por el tope al gas, que es otro coste que nos cabrea al verlo facturado, sería aún peor.

La Unión Europea busca cómo solucionar el problema que ha creado haciendo que todas las energías cuesten lo que cuesta la más cara que entra en el *pool*... redoble de tambores... **el gas**. Parece que el sistema tarifario fue decidido por el mismísimo Vladimir Putin para poner de rodilla las economías europeas cuando le diese por cerrar el grifo.

De todas formas, recordemos el principio de Hanlon: *«Nunca atribuyas a la maldad lo que se explica adecuadamente por la estupidez»*, al menos en la parte europea del problema.

El precio de la luz subirá un 15% este sábado

La gasista rusa asegura haber detectado una filtración y evita dar fecha para la restauración del suministro

elindependiente.com, 10 de Septiembre de 2022



El **precio promedio de la luz** para los clientes de tarifa regulada vinculados al mercado mayorista subirá este sábado un 15,03% con respecto a este viernes, hasta los 282,91 euros por megavatio hora (MWh), según los datos provisionales del Operador del Mercado Ibérico de Energía

Este precio es el resultado de sumar el promedio de la subasta en el mercado mayorista a la compensación que pagará la demanda a las centrales de ciclo combinado por la aplicación de la 'excepción ibérica' para topar el precio del gas para la generación de electricidad.

De esta manera, el precio vuelve a aproximarse a los 300 euros por MWh, una cotización que no se supera desde el martes de esta semana.

El precio se mantiene lejos de los niveles máximos de la semana pasada, cuando llegó a alcanzar los 486,21 euros/MWh de media, el valor más alto desde la entrada en vigor de la 'excepción ibérica' y el segundo más alto de la historia para los clientes de tarifa regulada vinculados al mercado mayorista, solo por detrás del récord de 544,98 euros/MWh registrado el pasado 8 de marzo, antes de la aplicación del 'tope al gas'.

En la subasta, el **precio medio de la luz** en el mercado mayorista –el denominado 'pool'– se situará para este sábado en 176,05 euros/MWh. El precio máximo se registrará entre las 21.00 y las 22.00 horas, con 300 euros/MWh, mientras que el mínimo para la jornada, de 120,83 euros/MWh, se dará entre las 16.00 horas y las 17.00 horas.

A este precio del 'pool' se suma la compensación de 106,86 euros/MWh a las gasistas que tiene que ser abonada por los consumidores beneficiarios de la medida, los consumidores de la tarifa regulada (PVPC) o los que, a pesar de estar en el mercado libre, tienen una tarifa indexada.

Un 12,4% menos que sin aplicarse la medida

En ausencia del mecanismo de la 'excepción ibérica' para topa el precio del gas para la generación de electricidad, el precio de la electricidad en España sería de media unos 323 euros/MWh, lo que supone unos 40,09 euros/MWh más que con la compensación para los clientes de la tarifa regulada, que pagarán así un 12,41% menos de media.

El 'mecanismo ibérico', que entró en vigor el pasado 15 de junio, limita el precio del gas para la generación eléctrica a una media de 48,8 euros por MWh durante un periodo de doce meses, cubriendo así el próximo invierno, periodo en el que los precios de la energía son más caros.

En concreto, la 'excepción ibérica' fija una senda para el gas natural para generación de electricidad de un precio de 40 euros/MWh en los seis meses iniciales, y posteriormente, un incremento mensual de cinco euros/MWh hasta la finalización de la medida.

El Gobierno estima que la 'excepción ibérica' ha supuesto un ahorro de más de 2.000 millones de euros para los consumidores españoles desde su entrada en vigor hasta finales de este mes de agosto.

Reunión en Bruselas

El ministro de Industria y Comercio de la República Checa, país que ostenta la presidencia de turno de la Unión Europea, Jozef Síkela, ha señalado este viernes que espera que los Veintisiete alcancen un acuerdo para asegurar la liquidez de los mercados energéticos, en línea con una de las propuestas planteadas por la Comisión Europea esta semana para atajar el alza de precios de la energía.

Esta misma semana, la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, presentó una propuesta a los gobiernos europeos para reducir el consumo energético y contener el alza de los precios que incluye, como ya adelantó, limitar el precio del gas ruso pero también una tasa de solidaridad a las grandes energéticas europeas que se redirigirá a empresas y hogares vulnerables.

Un salvavidas de gas noruego para Europa sería lo más inteligente

Un descuento temporal y modesto tendría efectos simbólicos aún más potentes ante su primer socio comercial

cincodias.elpais.com, 10 de septiembre de 2022

La vecina y rica en dinero Noruega podría participar en la solución de los problemas de gas de Europa. El primer ministro, Jonas Gahr Store, insinuó el miércoles que el país escandinavo, aliado incondicional de la OTAN y miembro de la Asociación Europea de Libre Comercio, podría estar abierto a descuentos en el precio del gas para los países europeos necesitados de energía. Es un movimiento inteligente, dado que el tamaño del descuento es menos importante que el gesto.



Los drásticos recortes rusos en el suministro de gas a Europa este año han convertido a Noruega en la principal fuente de combustible de la Unión Europea. Antes de la guerra de Ucrania, el país escandinavo cubría solo el 20% de la demanda de gas del bloque de 27 países, menos que el 40% de Rusia. Tras aumentar la producción, se prevé que este año suministre cerca de 90.000 millones de metros cúbicos (90 bcm) de gas a la UE, es decir, casi el 25% de la demanda del bloque, según la firma de investigación Rystad Energy. Esta cifra es superior al 20% que probablemente suministrará Rusia. Para Gran Bretaña, las importaciones de gas noruego podrían pasar del 41% de la demanda total en 2021 a casi el 50% en 2022.

Como gran productor de combustibles fósiles, Noruega ha ganado mucho dinero gracias a la subida de los precios. Se espera que los ingresos procedentes del petróleo se tripliquen hasta alcanzar la cifra récord de 933.000 millones de coronas noruegas (93.700 millones de euros) este año. El beneficio neto del gigante energético Equinor se multiplicó por 2,5 hasta alcanzar los 6.800 millones de dólares interanuales en el segundo trimestre de 2022. Oslo también está al frente de un fondo soberano de 1,1 billones de dólares.

Con tanto dinero de sobra, una nación de apenas 5 millones de habitantes tiene margen para dar un respiro a sus aliados en apuros. Ofrecer descuentos en un mercado de vendedores no tiene mucho sentido desde el punto de vista financiero, pero una grave escasez de gas llevaría a la UE a una recesión. Eso perjudicaría el comercio con el mayor socio comercial de Oslo, al que Noruega exportó bienes por valor de 75.000 millones de euros en 2021, aproximadamente el 60% del total. Más del 90% del gas noruego se dirige a la UE y a Gran Bretaña cada año.

Ser proactivo podría ser inteligente. Si Oslo ofreciera un descuento temporal y modesto en los contratos bilaterales existentes, evitaría dar la impresión de estar intimidado. Pero también demostraría que reconoce la necesidad de solidaridad europea en un momento en el que los contratos de gas a un mes vista se negocian a 210 euros por megavatio hora, cinco veces los niveles del verano de 2021.

Aliviar el daño económico de Europa acabará produciendo sus propios dividendos.

España dobla el consumo de gas para producir electricidad mientras mengua su generación con renovables

eleconomista.es, 11 de septiembre de 2022

España produjo 39.444 gigavatios hora (GWh) de electricidad a través de los ciclos combinados de gas entre enero y agosto de 2022, lo que situó a esta tecnología que alcanza precios récord por la invasión de Ucrania en la más utilizada para producir energía eléctrica en el país, superando a la eólica y la nuclear que se disputan esta posición en los últimos años.

Según los datos extraídos por Servimedia de las estadísticas de Red Eléctrica, **la generación con gas se incrementó un 104,6%** en comparación con el año anterior y alcanzó una cuota del 22,3% de la producción, casi el doble que el 11,8% registrado a estas alturas de 2021. Por el contrario, la producción eléctrica con energías renovables se redujo un 7,6% en ese periodo, situándose en 77.474 GWh, con lo que su aportación al 'mix' energético se situó en el 43,7%, 7,6 puntos menos que hace un año cuando fue del 51,3%.

En concreto, **la energía eólica redujo su cuota hasta el 21,7%**, 2 puntos menos que hace un año. Los aerogeneradores produjeron 38.383 GWh, un 0,2% menos que a estas alturas del año pasado.



Por su parte, en lo que va de año **la producción fotovoltaica aportó 19.995 GWh, un 37,2% más** que en 2021, con lo que su aportación sube 2,4 puntos, hasta el 11,3%, superando a la hidráulica y a la cogeneración.

Entre las renovables, destaca especialmente la **caída de la producción hidráulica**, que registró un descenso del 49,2%, al producir 11.928 GWh. Con ello, su aportación se desploma hasta el 6,7%, frente al 14,4% de hace un año.

Entre las fuentes convencionales, aunque sube su producción **la nuclear baja su aportación**, que pasa del 22,6% al 21,3%, al producir 37.726 GWh, un 2,2% más, quedando en tercera posición, cerca de la eólica.

Otra fuente que baja su participación es la **cogeneración**, que aporta el 7,5% de la energía generada en lo que va de año en España, 3,2 puntos menos que un año antes. Su producción se sitúa en 13.353 GWh, un 22,3% menos.

Por último, sube también de forma muy significativa su aportación la producción de las centrales térmicas de carbón, pasando del 1,6% del total en 2021 al 3,2% este año. Estas plantas generaron 5.664 GWh, un 114,8% más que un año antes.

Las energías verdes emplean ya a más trabajadores que los combustibles fósiles

- **Casi 40 millones de personas en todo el mundo trabajan en este sector**
- **Los arrendamientos de petróleo caen a su nivel más bajo en 20 años**

eleconomista.es, 11 de septiembre de 2022

Pese a los obstáculos que no paran de surgir, la transición energética avanza por el buen camino. Así lo demuestra el hecho de que los trabajos relacionados con las energías verdes hayan superado por **primera vez a los de los combustibles fósiles** y que los contratos de arrendamiento de petróleo se encuentren en su **nivel más bajo en 20 años**. En el caso de los primeros, **casi 40 millones de personas a nivel mundial** trabajan en este ámbito -desde la producción de cultivos para biocombustibles y la explotación de parques eólicos, hasta la venta de vehículos eléctricos-, lo que representa el **56% del total** de empleos del sector.

Estas cifras suponen un gran avance con respecto a 2019, cuando las energías renovables y los combustibles fósiles se repartieron el mercado laboral casi a partes iguales, señala el último informe elaborado por la Agencia Internacional de la Energía. Dicho impulso se debió, en gran medida, a la apertura de nuevas fábricas de energía solar y vehículos eléctricos en China. De cara al futuro, la entidad espera que el número de empleos relacionados con la transición energética siga creciendo hasta compensar la pérdida de puestos de trabajo en el sector de los combustibles fósiles. En concreto, calcula que se crearán **al menos 13 millones de puestos de trabajo nuevos para 2030**.

Sin embargo, no todos son buenas noticias. Según la Agencia, además del impacto de la guerra de Ucrania en el precio de la energía y los problemas en la cadena de suministros, uno de los retos a los que se enfrenta el sector es la **equidad de género**. Las mujeres ocupan **solo el 16%** de los puestos de trabajo relacionados con la transición energética, mientras que en el conjunto de la economía esa cifra roza el 40%. Además, el porcentaje se reduce hasta el **14%** cuando se trata de los puestos de liderazgo.



El arrendamiento de petróleo, en su nivel más bajo en 20 años

Por su parte, los contratos de arrendamiento de petróleo han caído a su nivel más bajo de las últimas dos décadas. Según un análisis de la empresa de inteligencia Rystad Energy, en lo que va de año solo se han completado **21 rondas de alquiler a nivel mundial**, la mitad de las realizadas en los primeros ocho meses de 2021. En total, se espera que el número ascienda a **44 acuerdos** en 2022, **14 menos** que el año anterior.

La principal causa de este descenso es que las compañías petroleras y gasistas **"no están dispuestas a asumir el riesgo"** que conlleva poner en marcha una nueva explotación en zonas medioambientalmente sensibles, en opinión de Aatisha Mahajan, vicepresidente de Rystad.

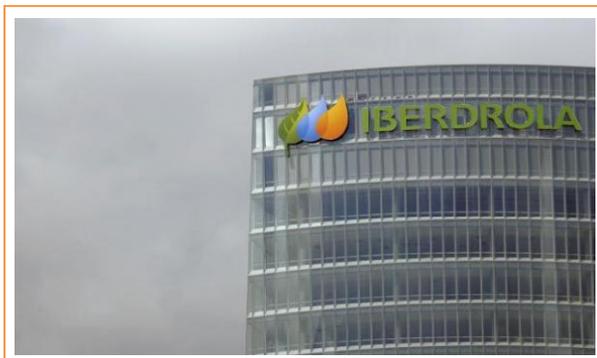
La mayor caída se produjo en Rusia, a raíz de su invasión a Ucrania. La salida de las compañías petroleras internacionales del país ha hecho que el número de contratos de alquiler en territorio ruso haya pasado de **8**, por unos 90.000 kilómetros cuadrados, en 2021 a **solo 3 este año**, según recoge Quartz. Asimismo, EEUU y Australia también han reducido significativamente los arrendamientos de petróleo. En cambio, las rondas de arrendamiento completadas se han cuadruplicado en Asia, sobre todo en la India y Pakistán.

Iberdrola y EDP frenan a las renovables en el centro de mando del pool eléctrico

Las dos grandes eléctricas han planteado sus reticencias a la entrada de nuevas organizaciones verdes en el Consejo de Agentes de Mercado, el órgano consultivo de Omie, gestor del mercado energético.

- Europa da luz verde a más préstamos para invertir en energía renovable en España

lainformacion.com, 12 de septiembre de 2022



Las grandes eléctricas cierran filas ante el asalto de las renovables en el centro de mando del mercado eléctrico (*pool* en la jerga). La reciente revisión de las reglas del mercado mayorista ha agitado al **Comité de Agentes del Mercado (CAM)**, órgano consultivo del **Operador de Mercado MIBEL (Omie)**, la sociedad que gestiona el *pool*, pues ha obligado a adaptar su objeto y su composición al actual crisol energético. **Iberdrola** y **EDP**, gigantes históricamente representados en los citados órganos de control, **se mostraron especialmente reticentes** ante la irrupción de los gigantes verdes.

Omie es la sociedad gestora del mercado eléctrico en la Península Ibérica, es decir, del conjunto de transacciones de compra y venta de energía. Mientras que el bautizado como Comité de Agentes es el órgano supervisor que auxilia al Omie en **la resolución de incidencias y la adopción de reglas que afectan a los procesos de casación y liquidación**.

Se da la circunstancia de que, tanto en el capital de Omie, como en el Pleno del órgano consultivo, las grandes eléctricas **-Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDF-** se encuentran ampliamente representadas. Bien a título propio, bien a través de la patronal eléctrica Aelec.

Omie publicó en julio una propuesta para la modificación de las reglas del juego del mercado eléctrico para adaptarlo al régimen económico de las renovables. Además, sugería una nueva configuración del Comité, a fin de **democratizar su estructura para ampliar su representatividad a todos los agentes de mercado** con interés en formar parte del mismo. Dicho trámite atendía a la aplicación obligada de la **circular 3/2019** de la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)**. Esta, a su vez, respondía al requerimiento de Bruselas a través de su última directiva (2019) sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

El gestor del pool sacó a consulta pública su propuesta. En los comentarios recibidos, consultados por **La Información**, tanto Iberdrola como EDP tratan de poner coto al peso de los nuevos operadores y asociaciones renovables en el órgano de supervisión. La eléctrica que preside Ignacio Sánchez Galán trasladó su preocupación por que el nuevo criterio, más flexible, de representatividad de los nuevos grupos de interés pudiera **"ensanchar demasiado el alcance de las asociaciones que pueden optar de manera natural a integrarse en el CAM"**.

Omie ha recordado a los gigantes del sector que Bruselas ha exigido reglas "transparentes y no discriminatorias" para democratizar el mercado eléctrico

EDP trató de **salvaguardar el derecho de ciertos agentes a convocar sesiones extraordinarias del Pleno** del órgano consultivo. Estas sesiones excepcionales, según la propuesta del gestor del sistema, se celebrarán cuando la iniciativa parta del propio Omie o de un grupo equivalente al 5% de los miembros del Comité. Ante este planteamiento la eléctrica con sede en Lisboa ha sugerido que dichas sesiones pudieran ser convocadas por "un conjunto de agentes de mercado que representen, al menos, un determinado porcentaje de la energía negociada en mercado (por ejemplo un 20%)".

La media hubiera dado **más margen a las grandes eléctricas frente a los grupos renovables independientes**, con mayores dificultades para reunir una amplia cuota de mercado. Ambas sugerencias fueron rechazadas en el texto definitivo del Omie. Este se encargó de recordar que, precisamente, la pauta marcada por Bruselas busca eliminar **"barreras injustificadas"** dentro del mercado eléctrico en lo que respecta a la participación en el mismo, así como velar por "condiciones de competencia equitativas, donde las normas y el trato que se apliquen a todas las empresas eléctricas sean **transparentes, proporcionadas y no discriminatorias**".

Francia envía a España una alerta energética al necesitar más electricidad tras un fallo imprevisto de un trader

España ya envía a diario la capacidad máxima de su interconexión eléctrica con Francia

elperiodicodelaenergia.com, 12 de septiembre de 2022

Lo de Francia y su mercado eléctrico en 2022 es digno de estudio. Por si ya fuese poco lo que le sucede con su parque nuclear, con más de la mitad paralizado, ahora envía a España y a Reino Unido una alerta energética en la que solicita una mayor aportación de electricidad de ambos países.

Según cuenta el diario económico Financial Times, el operador francés RTE ha enviado una comunicación de alerta energética a sus dos homólogos español, **Red Eléctrica**, y británico, **National Grid**, a los que les pide un mayor esfuerzo para exportarles toda la electricidad posible.



Y no es que se le hayan parado más centrales nucleares a Francia, o que tenga que realizar labores de mantenimiento en térmicas, no. La causa de esta alerta energética es un fallo gravísimo de un trader a la hora de vender energía en el mercado.

Alertas infrecuentes

Este tipo de alertas no son muy frecuentes, pero sobre todo se dan para poder encajar el complicado mundo de casar la demanda y el consumo eléctrico al instante durante 24 horas, los siete días a la semana, los 365 días al año.

Y si a ello le sumas la gran incertidumbre que reina en los mercados energéticos, la situación del parque nuclear francés, los precios disparados, todo genera más tensión y traen de cabeza a los traders que tratan de comprar y vender energía con los mejores precios posibles para sus intereses.

Un fallo lo puede tener cualquiera y existen mecanismos, en este caso de solidaridad, para tratar de ayudar las necesidades energéticas de algún socio europeo, en este caso Francia.

Desde que se instaurase el tope al gas el pasado 15 de junio, España ha enviado toda la electricidad posible a Francia. Los precios más baratos y el parón nuclear han llevado a esta situación.

Así funcionan las pérdidas de la red eléctrica

elperiodicodelaenergia.com, 13 de septiembre de 2022

Existe un concepto fundamental en los grandes sistemas eléctricos modernos que resulta muy poco conocido a ojos del gran público, e incluso a veces genera dudas entre los profesionales del sector energético. Se trata de **las pérdidas de la red de transporte y distribución de electricidad**.

Se trata de un concepto inherente a las **limitaciones tecnológicas de las redes a gran escala**, así como a las propias leyes físicas de la corriente eléctrica; además de a un **incorrecto uso de las líneas** eléctricas en algunas ocasiones.

En todo caso, su tratamiento desde el punto de vista del mercado y del sistema tarifario deviene en **un resultado económico que supone unos ingresos para el sistema eléctrico** que en la mayor parte de los países occidentales se utiliza para el propio mantenimiento de la red.

¿Qué son las pérdidas?

Empecemos aquí por indicar que las redes de transporte y distribución de electricidad, como cualquier circuito eléctrico real, no son un sistema perfecto e ideal. Si fuesen un circuito ideal ello significaría que toda la energía que sale de las centrales de generación eléctrica llegaría a los consumidores finales sin ningún tipo de pérdida. Pero no, **como decimos no existen los circuitos ideales, sino que una parte de esa energía tiende a perderse por el camino**, es decir, por las redes de transporte y distribución por las que circula desde la central hasta el contador del consumidor.

Recordemos brevemente que **las redes de transporte son las líneas de alta tensión** (más de 36 kV) que cubren grandes distancias (las que solemos ver desde la carretera cuando viajamos en coche) mientras que **las líneas de distribución son las líneas de media tensión** (1 a 36 kV) que hacen transitar la corriente eléctrica cerca de los núcleos poblacionales o polígonos, **así como dentro ya de los núcleos poblacionales o polígonos industriales, constituyen también la distribución de electricidad las líneas de baja tensión** (menos de 1 kV) y que entregan la electricidad al cliente final.

Y resulta que a través de ese entramado de líneas de alta, media y baja tensión por las que circula el fluido eléctrico **una parte de la energía que se inyecta desde las centrales de generación se pierde y no llega al cliente final, tal y como anticipábamos**.

A esto le llamamos pérdidas del sistema eléctrico, existiendo generalmente dos tipos de pérdidas: las técnicas y las no técnicas.

¿Qué son las pérdidas técnicas?

Las pérdidas técnicas se producen principalmente por dos motivos de carácter tecnológico.

El primero de ellos es el denominado por los físicos como “**efecto Joule**”, por el cual **parte de la energía transportada por la corriente a través de los cables eléctricos de transporte y distribución se pierde por efecto de la energía cinética generada por el movimiento de los electrones en su circulación por el interior del propio conductor**. Se produce en esencia por los continuos choques entre los núcleos atómicos, disipándose en consecuencia una parte de la susodicha energía en forma de calor. En añadido al movimiento cinético, **la resistencia del propio material a la corriente que circula por el mismo, aunque sea pequeña en el caso de buenos conductores, también genera calor y conlleva pérdidas**.

Valga decir aquí, como apunte rápido, que **cuanto mayor es el voltaje (tensión) de la línea, menores son las pérdidas producidas** (algo así como que al pasar más rápido da menos tiempo a que se pierda energía en forma de calor por los comentados choques). **Esta es la razón principal de que a largas distancias (transporte) se trabaje con altas tensiones, y luego se vayan reduciendo hasta llegar al consumidor final** (siempre se consume en baja tensión, que es como la corriente eléctrica nos resulta útil, por supuesto). **Y otro apunte rápido: la facilidad de la corriente alterna para transformar su tensión, pasando de baja a alta y viceversa con los transformadores, es la razón de que los sistemas eléctricos modernos utilicen corriente alterna** en vez de corriente continua.

El segundo de los dos principales motivos que indicábamos es el debido a que, además de atravesar la corriente eléctrica los cables de transporte y distribución, **también transita por diferentes máquinas eléctricas y elementos, como subestaciones, centros de transformación y sistemas análogos**. Puesto que estos sistemas van transformando la tensión de la corriente a lo largo de las líneas de transporte y distribución. Y evidentemente estas máquinas eléctricas tampoco son ideales, así que **en el proceso de transformación también se pierde energía** (por el “efecto joule”, pero también por el denominado como efecto magnético).

¿Qué son las pérdidas no técnicas?

Por otro lado existen pérdidas en la red que no se deben a procesos físicos o tecnológicos, sino al uso a veces erróneo pero las más de las veces fraudulento de las redes. Es decir, a **enganches ilegales o alteraciones de los equipos de medida, principalmente**.

Por poner dos ejemplos conocidos y muy significativos de éstos, en España son famosos y suelen aparecer recurrentemente en los medios de comunicación los casos de enganches ilegales de electricidad en la zona conocida como “Cañada Real”, un poblado chabolista situado a las afueras de la ciudad de Madrid, así como los enganches en Granada para el cultivo ilegal de marihuana, que es intensivo en luz ultravioleta.

Recientemente publicaba Endesa una nota de prensa muy interesante al respecto, sobre la estimación de pérdidas no técnicas asociadas a cultivos ilegales de marihuana en España que puede consultarse haciendo click aquí, y que nos sirve para ejemplificar con datos certeros lo tratado a este respecto.

¿Cuál es el efecto económico de las pérdidas?

Los sistemas eléctricos nacionales modernos **suelen tener en cuenta como decíamos al principio de este ensayo el efecto de las pérdidas de la red, sumando las pérdidas técnicas y las no técnicas**. En concreto lo tienen en cuenta como efecto económico, **tendiendo a generar un ingreso económico para el sistema eléctrico**, y ello porque estipulan el cobro de un concepto regulado a los clientes del sistema, en base al coeficiente porcentual de pérdidas calculado para el sistema.

Es decir, si “verbi gratia” las pérdidas medidas en un momento concreto son del 5% pues los clientes tendrán que pagar un 5% adicional en factura para compensarlas.

Recordemos aquí muy rápido que la factura eléctrica incluye el precio de mercado de la energía (el pactado por el cliente con su compañía, o bien el precio que salga en el mercado mayorista si no hay pacto de precio fijo), pero a ese coste de la energía se le adicionan conceptos regulados, y las pérdidas del sistema serían uno de ellos.

Veamos a continuación, desarrollando un ejemplo muy simplificado, cómo funciona económicamente la gestión de las pérdidas.

Para nuestro ejemplo propondremos un sistema nacional de transporte en alta tensión con unas pérdidas del 2 %, un sistema de distribución en media tensión con unas pérdidas del 4 % y un sistema de distribución en baja tensión con unas pérdidas del 8%. Como ya se dijo antes cuanto menor es la tensión, mayores tenderán a ser las pérdidas técnicas. Los enganches ilegales resultarán también más habituales en las redes de baja tensión o de media tensión en todo caso.

Y tenemos en cuenta en estos promedios de pérdidas del ejemplo corresponden tanto a las líneas como cuanto a las subestaciones y transformadores. Igualmente pensaremos que corresponden tanto a pérdidas técnicas como a pérdidas no técnicas.

El promedio de pérdidas de este sistema eléctrico nacional que se ha expuesto (2% en alta tensión, 4 % en media tensión y 8% en baja tensión) es del 5 % en nuestro ejemplo.

Estas pérdidas en los sistemas eléctricos nacionales occidentales **suelen dar lugar a un concepto regulado en la factura del consumidor eléctrico como ya dijimos.**

Para que nuestro ejemplo sea extremadamente sencillo y resulte fácil visualizar la conclusión a la que nos dirigimos, obviaremos el resto de posibles componentes regulados que puedan existir, y pensaremos que el precio de la energía en factura en este caso es solo el del coste de mercado más el 5% de recargo para cubrir las pérdidas.

Hay que añadir en este punto que los comercializadores, que son los agentes del mercado eléctrico que compran la energía al por mayor en el mercado y luego la venden a los consumidores finales, son quienes realizan el contrato comercial con dicho consumidor final y les cobrarán en factura el precio de la energía más el precio de los componentes regulados en vigor en cada momento (vamos a suponer que no cobran ningún margen comercial, para que sea más fácil y claro ver el resultado económico de las pérdidas que vamos buscando).

Imaginemos ahora que en un día determinado la oferta casada en el mercado mayorista de electricidad para el día siguiente asciende a 100.000 MWh de energía, y que el precio marginalista del mercado es de 100 €/MWh. Los generadores que han visto casadas sus ofertas (por estar por debajo del precio marginal que casa el total de la demanda) cobrarán en este escenario 10.000.000 € este día por la energía producida. Mientras que en contrapartida los comercializadores (para comprar la energía de sus clientes, consumidores finales) que han arrojado al mercado sus ofertas de demanda de electricidad para ese día pagarán los 10.000.000 € indicados para el resultado diario del mercado de este ejemplo.

Continuando con nuestro ejercicio de comprensión, pensemos que durante la operación del sistema, el día siguiente al resultado del mercado que hemos expuesto en el párrafo que precede, se mantiene el consumo previsto y los clientes del sistema eléctrico demandan exactamente los 100.000 MWh. Siendo las pérdidas del sistema del 5% según se dijo, no van a llegar más que 95.000 MWh a sus contadores, pues el porcentaje indicado se habrá perdido en el sistema de transporte y distribución según se explicó antes.

Así que los generadores realmente tendrán que inyectar durante el día de la operación un total de 105.264 MWh para que lleguen 100.000 MWh a los contadores de los consumidores eléctricos. En los mercados de ajuste diarios del Operador del sistema (en España sería la compañía Red Eléctrica) se negociarán intradía esos 5.264 MWh adicionales, que los generadores cobrarán y los comercializadores tendrán que pagar. Imaginemos que la negociación de estos mercados del Operador esta energía adicional se valora en 6 €/MWh, con lo cual los generadores cobrarían 31.579 € y los comercializadores pagarían dicha cantidad añadida para abastecer a sus clientes.

Finalicemos ya nuestro ejemplo, para visualizar el resultado económico de las pérdidas. El cliente final tendrá que pagar en factura el precio de mercado, es decir, un total de 10.031.579 € que han resultado de coste total de la energía y, que divididos entre los 100.000 MWh que hayan medido los contadores eléctricos de sus suministros individuales, ascenderá a un precio en factura de 100,32 €/MWh. **Sin embargo, el precio en factura al recargarse con el 5 % del componente regulado por las pérdidas será de 105,33 €/MWh. Así que ya podemos observar llegados a este punto que los generadores del sistema eléctrico han tenido unos ingresos de 10.031.579 € mientras que los consumidores de dicho sistema han pagado un total de 10.533.158 € (100.000 MWh multiplicados por el precio de 105,33 €/MWh de la factura).**

Esa diferencia de 501.579 € aproximadamente son los beneficios económicos del sistema por la tasa de pérdidas cobrada, y como decíamos se suelen destinar por las legislaciones nacionales al mantenimiento del sistema eléctrico (igual que buena parte del resto de componentes regulados).

¿Cómo podemos conocer las pérdidas del sistema en España? La medición de las pérdidas está encomendada en nuestro país a Red Eléctrica, el operador del sistema eléctrico. Y la realidad es que solo se conocen las pérdidas reales (técnicas más no técnicas) "a posteriori". Así que se suele trabajar, de cara a facturar a los clientes, con estimaciones y mediciones estimadas.

Operativamente existen unas pérdidas estándar, que se aprueban normativamente por parte del Ministerio o del Regulador del mercado eléctrico. Hasta el año 2021 se encontraban estas pérdidas estándar en el Real Decreto 216/2014 y ahora **en este momento se encuentran en la Circular 3/2020. Se establecen unos coeficientes de pérdidas estimadas para cada período de cada tarifa de acceso.**

Para ajustar en cada momento lo mejor posible las pérdidas estándar, el operador Red Eléctrica va publicando unos ficheros con las mediciones resultantes de cada mes, **en la web ESIOS (en sus archivos A2 y C2). Suelen ir publicando para cada período unos coeficientes de ajuste denominados “k estim”** y que como su propio nombre apunta van siendo estimaciones derivadas de mediciones temporales. **Y finalmente hay una liquidación definitiva anual que se denomina “k real” publicadas en el archivo C5 con el dato definitivo por tarifa y por período.**

De esta manera el sistema intenta ajustar el cobro a los clientes a la realidad del sistema en cada momento. Valga decir como punto final que tanto el operador Red Eléctrica como las compañías de distribución eléctrica trabajan en todo momento con el objetivo de reducir tanto las pérdidas técnicas y no técnicas, para lo cual van diseñando planes y proyectos que de forma cada vez más sofisticada intentan atacar el problema.

Cofrentes produce un tercio de la demanda eléctrica anual de la Comunidad Valenciana a 8 años de su cierre

Iberdrola mantiene el plan pactado con el Gobierno de apagar la central en noviembre de 2030 pese al retraso en el despliegue de las renovables y el debate abierto para la prórroga de las nucleares

epe.es, 13 de septiembre de 2022



La central nuclear de **Cofrentes** produce un tercio de la energía que consume la **Comunidad Valenciana** a ocho años de su cierre. Iberdrola, propietaria de la planta, mantiene el calendario pactado con el Gobierno para desconectar la central en noviembre de 2030 pese al retraso del despliegue de las renovables por las trabas burocráticas y la oposición de un sector de Compromís y el **debate abierto para prorrogar la vida de las nucleares** por la crisis energética.

La Comunidad Valenciana es deficitaria en producción de energía y **el Consell trazó un plan para garantizar antes de 2030 el despliegue de parques fotovoltaicos y eólicos con una potencia de 6.000 megavatios** (Cofrentes tiene 1.092 megavatios). El plan, según denuncia la patronal de las renovables, está bloqueado y complica el horizonte de la desconexión.

SEGÚN DATOS PUBLICADOS POR RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REDEIA), EN LA COMUNIDAD VALENCIANA LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN 2021 FUE DE 17.924 GIGAVATIOS HORA (GWH) DE LOS QUE LA CENTRAL NUCLEAR GENERÓ 8.339 (EL 46,8 % DE LA PRODUCCIÓN TOTAL). RESPECTO A LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DENTRO DE LA COMUNIDAD VALENCIANA, LA CIFRA SE SITUÓ EN 26.887 GWH POR LO QUE LA PRODUCCIÓN DE LA CENTRAL NUCLEAR DE COFRENTES DIO COBERTURA AL 31,2 %.CALENDARIO PACTADO

El Ejecutivo pactó hace tres años con Iberdrola el apagón de Cofrentes en 2030 dentro del calendario para el cierre ordenado de las siete centrales nucleares españolas en el horizonte 2027-2035. **Los trabajos en sí para preparar el desmantelamiento de la central nuclear comenzarán en 2027**, según el plan de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos SA (Enresa) presentado al Gobierno. Las labores de desmantelamiento se intensificarán tres años después del apagón definitivo de la planta nuclear valenciana en noviembre de 2030 y, en principio, durarán 16 años (entre 2027 y 2043). La central nuclear de Cofrentes entró en operación en marzo de 1985.

Desde la invasión rusa de Ucrania han aumentado las voces que piden que se prorrogue la vida de las nucleares en España, un debate azuzado por PP, Cs y Vox. **Los partidarios de la nuclear defienden que es una energía barata que no emite CO2 y los detractores alertan del peligro que supone y los residuos que genera.** En Europa, Bélgica dio en julio un volantazo a su estrategia de cierre y prorrogó diez años la vida útil de dos reactores nucleares y el canciller alemán, Olaf Scholz, apuntó el mes pasado que «podría tener sentido» prolongar la explotación de las últimas tres centrales nucleares de Alemania (país que sufre especialmente la escasez de gas ruso y teme una crisis energética).

A pesar del debate, Iberdrola mantiene la hoja de ruta del apagón nuclear de Cofrentes. "No hay ningún cambio por lo que sigue en vigor el acuerdo alcanzado entre el Gobierno y las empresas propietarias para el cierre escalonado de las centrales nucleares en España", subrayó este lunes un portavoz de Iberdrola. Cofrentes fue la planta nuclear que más incidentes reportó en 2021 al Consejo de Seguridad Nuclear.

Iberdrola vende por 700 millones el 49% del parque eólico marino Wikinger

El grupo energético presidido por Ignacio Sánchez Galán continúa manteniendo una participación mayoritaria, del 51%, en la instalación renovable

economiaidigital.es, 14 de septiembre de 2022



Iberdrola ha vendido por **700 millones de euros** a la compañía suiza especializada en inversiones en infraestructuras **Energy Infrastructure Partners (EIP)** el **49%** del parque eólico marino **Wikinger**, que el grupo energético opera en las aguas alemanas del **Mar Báltico**. De acuerdo con los términos de la operación, el valor del 100% de las instalaciones asciende a unos **1.425 millones de euros**.

A pesar de que la compañía continúa manteniendo una participación mayoritaria, del 51%, la operación ha comportado la entrada de un nuevo socio en la instalación renovable. Sin embargo, **el grupo energético seguirá controlando y gestionando el activo**, así como prestando los servicios de operación y mantenimiento necesarios para la explotación del parque eólico.

Parque eólico Wikinger

Wikinger es uno de los proyectos operativos más emblemáticos de Iberdrola por tratarse del primer parque eólico marino que desarrolló en solitario. Desde su entrada en operación en **2018**, con una capacidad instalada de **350 megavatios (MW)**, abastece a aproximadamente **350.000 hogares alemanes**.

Con esta operación, el grupo energético avanza en el cumplimiento de su **plan de rotación de activos** que permitirá la financiación de nuevos proyectos renovables en desarrollo.

Apuesta por la eólica marina

Iberdrola contaba con casi **1.300 MW** de capacidad eólica marina en funcionamiento a finales de junio de 2022. Además, disponía de **3.000 MW** en construcción y otros **4.000 MW** asegurados.

Actualmente, el grupo tiene en operación dos parques eólicos marinos, ambos localizados en el **Reino Unido**. Se trata del **West of Duddon Sands** y el **East Anglia One**, que se pusieron en marcha en **2017** y **2020**, respectivamente.

En **Estados Unidos**, está promoviendo el mayor parque eólico marino a gran escala del país, el **Vineyard Wind**. El complejo estará ubicado frente a las costas de **Massachusetts** y dispondrá de una potencia de **800 MW**, con la que podrá atender a las necesidades energéticas de **1 millón de hogares**.

Además, cuenta con aproximadamente **5.000 MW de proyectos de eólica marina** en desarrollo en el país, como **Park City Wind**, con **804 MW**, y **Commonwealth Wind**, con **1.232 MW**.

En **Alemania**, el grupo ha empezado con la construcción en el Báltico de **Baltic Eagle** con una potencia de **476 MW**. El próximo año empezará la construcción de **Windanker** con **308 MW** de potencia.

A estos nuevos parques se sumará **Saint-Brieuc**, en aguas francesas, cuya entrada en operación se prevé para **2023**. Tendrá una potencia de **496 MW** y estará ubicado frente a la costa de la Bretaña francesa.

España: ¿pasar de la dependencia energética a liderar el mercado renovable europeo?

A nadie se le escapa que España tiene una elevada dependencia energética de otros países. ¿Y si opta no solo por potenciar las renovables, sino también por liderar ese mercado?

elconfidencial.com, 14 de septiembre de 2022

La Unión Europea tiene la necesidad urgente de reducir su **dependencia de los combustibles fósiles rusos**, no solo por alcanzar cuanto antes los objetivos de descarbonización, sino también por lograr una autonomía energética que liberaría al continente de los vaivenes del mercado internacional. Una necesidad de independencia energética que va alineada con un momento en el que, según apunta Bruselas, la eólica y la solar deben desempeñar un papel más relevante en este proceso de transición energética.



Hoy por hoy, España está viviendo un boom de las **energías renovables** que apunta hacia 2030 con un objetivo ambicioso: que el 42% del consumo de energía final del país y el 74% de toda la generación eléctrica sean de origen renovable, lo que implica poner en funcionamiento 60.000 MW de energías limpias a lo largo de una década. La pregunta clave es: ¿son las renovables la solución para conseguir nuestra independencia energética y poder controlar así la factura eléctrica? Y teniendo en cuenta la situación actual: ¿son la única alternativa para dejar de importar combustibles fósiles y, de paso, cortar definitivamente lazos con Rusia? Analizamos las claves de este posible cambio con los expertos de **Rolwind**, la empresa española que lleva 16 años desarrollando energías renovables.

La factura de la luz y la dependencia energética

Lo cierto es que el **precio de la luz** es desde hace meses protagonista inamovible en la lista de preocupaciones urgentes de los españoles. Y, lo peor, no somos capaces de resolver el gran problema: la dependencia energética (compramos a otros países el 74% de la energía que consumimos).

Pero, ¿realmente tiene solución? Las voces de muchos expertos, en España y en Europa, afirman que la única salvación posible para nuestra factura y nuestra economía está en la apuesta por las energías renovables, en la autoproducción e incluso en la exportación.

Para la empresa española, las **energías limpias** son “las salvadoras de la terrible situación actual”, no solo por los proyectos que se desarrollan de autoconsumo y de ‘off-grid’ (desconectados de la red general), tanto de viviendas aisladas como de complejos mayores, sino sobre todo porque “España –y especialmente Andalucía– es el sol de Europa y lo tenemos todo para darle la vuelta a la tortilla: tecnología, personal cualificado, empresas, terreno, seguridad administrativa. Debemos dejar de importar la mayoría de la energía que necesitamos, producir energías verdes en grandes cantidades y ser incluso nosotros quienes empecemos a exportarla a otros países. Una oportunidad de oro que no podemos desaprovechar”, aseguran.

La buena noticia: las renovables baten récords

Según datos de Red Eléctrica Española en su **Informe del Sistema Eléctrico Español 2021**, las **energías renovables** también aportan cifras de máximos históricos: el 48,4% de la generación energética en España el pasado año fue de origen renovable. También récord en energía eólica, con el 24%, que lidera el mix de producción nacional. Por su parte, la solar fotovoltaica lidera el incremento de producción con un crecimiento del 37,4%. Mientras, el carbón registró en el 2021 la menor producción histórica y la participación más baja en la estructura de generación nacional (2% sobre el total).

"Las renovables son una barrera de contención frente a la situación geopolítica y la volatilidad de los mercados de materias primas fósiles"

A la vista de estos datos, “está claro que las renovables tienen un papel cada vez más destacado como fuente de energía limpia para los consumidores y también como barrera de contención frente a la situación geopolítica internacional y la **volatilidad de los mercados de materias primas fósiles**”, nos cuentan los expertos de Rolwind, que inciden en que “una apuesta por la energía limpia aporta otros muchos beneficios, además de la autonomía energética”.

Para empezar, “dinamiza la economía del país y facilita la implantación de un **plan de energético independiente** y, por tanto, controlable; también ayuda a democratizar el acceso a la energía: facturas más baratas, posibilidad de autoconsumo; más conciencia ecológica, consumo más racional y mayor eficiencia energética; y además permite al consumidor particular ahorrar energía, almacenarla, venderla o intercambiarla”. Y otro beneficio: “Los proyectos de generación de energía impulsan el empleo local allá donde se desarrollen; y, en el caso concreto del medio rural, su implementación supone además unos ingresos seguros y continuados –y tan necesarios–, especialmente para los pequeños propietarios agrícolas; es incluso una nueva fuente de repoblación para la España deshabitada, ya que fija población tanto por empleos directos en la construcción y el mantenimiento, como por ingresos de los ayuntamientos en impuestos anuales”.

¿De la dependencia energética al liderazgo?

Para los expertos de la compañía española, la única solución real frente al **descontrol de la factura eléctrica** y la dependencia de otros países es “apostar seriamente por el autoabastecimiento energético sostenible que asegure el suministro e incluso permita escalar su comercialización, exportar energía a otros países”. Una reforma integral que acelere de manera ordenada y regulada la transición energética, estimulando en primer lugar el incremento de la capacidad instalada de las energías renovables, pero también impulsando el hidrógeno verde, promoviendo el autoconsumo, las comunidades energéticas y ciudadanas, la movilidad verde... y, fundamental, potenciando la investigación y desarrollo de sistemas de almacenamiento.

Vamos por buen camino, aseguran. A finales de 2021, España contaba con **63.896 MW verdes** instalados (4.000 MW nuevos respecto a 2020), el octavo país con mayor capacidad renovable a nivel mundial. Un activo extra para los inversores, que consideran España uno de los diez países más atractivos en los que invertir en energía verde, según un ranking elaborado por EY. “Tenemos una media de 2.500 horas de sol al año y potentes recursos eólicos por toda nuestra geografía, de Galicia al Estrecho de Gibraltar; tenemos la industria y la tecnología, empresas especializadas y competitivas; una seguridad administrativa de la que carecen otros países del Mediterráneo; y tenemos también la necesidad urgente de independizarnos. Ser dueños de nuestra estrategia energética. Y eso solo es posible acelerando la transición hacia un modelo basado en las energías renovables, limpias, baratas e independientes”.

"Ser dueños de nuestra estrategia energética solo es posible con la transición hacia energías renovables, limpias, baratas e independientes"

Esta apuesta es “la única alternativa para convertirnos en una España verde y autónoma, que priorice las energías limpias de cara a los objetivos de 2030 y aproveche la gran oportunidad que nos ofrecen para liderar el mercado de las renovables en Europa”. El reto es pasar de importar la mayor parte de la energía que consumimos a poder venderla a terceros. “La clave está en que las Administraciones Públicas, la sociedad civil y las empresas se comprometan con este futuro verde y empujen en la misma dirección. Empresas altamente comprometidas como Rolwind, que contribuye desde hace 16 años a impulsar el papel de España en la carrera de las energías limpias, el desarrollo sostenible y el consumo responsable. Una apuesta por un mix energético renovable global que abarca energía eólica, fotovoltaica, hidrógeno verde, storage y puntos de recarga para vehículos alternativos”. Los cinco ases imprescindibles, en definitiva, para llegar a ese futuro verde e independiente que tenemos al alcance de la mano.

Así quiere gravar Bruselas los beneficios de las energéticas

El sistema es complementario al de cada país, pero menos duro que el de España

eldebate.com, 15 de septiembre de 2022

Lo que plantea Bruselas en su **plan energético** es aplicar una «contribución» del 33 % sobre los beneficios obtenidos a partir del ejercicio 2022 y que se sitúen un 20 % por encima de la media de los tres últimos años fiscales o después de enero de 2019. Si el importe resultante fuera negativo, la tasa a aplicar sería cero.

Este impuesto **solidario** y **temporal** se aplicará adicionalmente, es decir, como añadido al resto de tributos de la legislación nacional de cada Estado miembros y los ingresos, recaudados por los países de la UE, se destinarán a los hogares más vulnerables, a las empresas más afectadas y las industrias **electrointensivas**.

El caso de España



En el caso de **España**, se aplica un tipo del 1,2 % a las compañías energéticas que se cobrará en 2023 y 2024 para los resultados de 2022 y 2023. El impuesto de Bruselas se aplicará sobre el importe neto de los ingresos de las compañías. La excepción serán aquellas que no alcancen los mil millones de euros y las que no alcancen el 50 % de negocio energético.

Bruselas analizará si el impuesto del 1,2 % sobre los ingresos del sector energético en la que trabaja **España** es compatible con la «contribución de solidaridad presentada por Bruselas».

Beneficios de las 'verdes'

Bruselas plantea establecer un límite temporal al precio al que las **tecnologías inframarginales**, como las renovables o la nuclear entre otras, pueden vender electricidad de 180 euros/MWh.

Con ello se pretende atajar los **beneficios extraordinarios** que estas productoras de electricidad han obtenido dado el alto coste de la electricidad que han marcado las plantas de ciclo combinado de gas en el mercado mayorista de electricidad.

Así, los Estados miembros recaudarán los beneficios que obtengan las productoras de tecnologías inframarginales que se sitúen por encima de este límite de **180/MWh**, un importe que se destinará a cubrir la factura energética de los colectivos más vulnerables.

Con estas medidas, Bruselas prevé que los Estados miembros **recaudarán 140.000 millones de euros**, de los cuales aproximadamente 117.000 millones de euros anuales provendrán del límite temporal a los productores de electricidad inframarginales, mientras que la tasa de solidaridad a las empresas de combustibles fósiles aportará en torno a 25.000 millones de euros, según han detallado los servicios comunitarios.

Precio del gas

Entre las medidas presentadas no figura, sin embargo, el límite al precio del **gas ruso** prometido por Von der Leyen hace días ya que los Veintisiete no han llegado a un acuerdo sobre si extender ese techo a todas las compras de gas sin importar su origen.

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