

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Así se llena los bolsillos Enel, la empresa italiana que controla Endesa, mientras crece la pobreza energética.

Diario16.com, 14 de enero de 2021

El PSOE rechaza nacionalizar la compañía energética fundada en 1944



La **pobreza energética** que sufre **España** se ha agudizado estos días a causa de la pandemia, la crisis económica y las olas de frío cada año más intensas como consecuencia del cambio climático. **Miles de familias no pueden** hacer frente a la **factura de la luz**, totalmente disparada desde que empezó el temporal **Filomena**. Como cualquier otro fenómeno sociológico, la pobreza energética tiene sus causas políticas y económicas y hunde sus raíces en el pasado, concretamente en los años 80 y 90, cuando nuestro país decidió privatizar grandes compañías públicas como **Endesa**, que hasta ese momento suministraban luz a los españoles a precios más que asequibles.

Desde que **Felipe González** y **José María Aznar** consumaron el expolio (**Zapatero** y **Mariano Rajoy** tampoco hicieron nada por evitar la privatización) la empresa estatal energética quedó en manos del capital extranjero. Desde entonces, la factura de la luz no ha hecho más que engordar hasta alcanzar precios desorbitados producto de la especulación bursátil que se está haciendo con la energía, sin duda un abuso que está en el origen mismo del problema de la pobreza energética.

Los sindicatos han denunciado en numerosas ocasiones el expolio que sufre Endesa desde que la italiana **Enel** se hizo con la mayoría del accionariado de la compañía española, hoy totalmente privatizada. El frío de miles de españoles que no pueden poner la estufa porque no disponen de recursos para pagar la factura, un drama humano del que aún no hemos tomado conciencia, es la consecuencia directa de una ideología neoliberal concreta abrazada tanto por el **PSOE** como por supuesto por el **PP**, los dos partidos que han asumido responsabilidades de gobierno en democracia.

Se puede decir que la venta a trozos de Endesa fue su certificado de defunción como gran multinacional española de la energía. Desde el nombramiento de **Francesco Starace** como consejero de Enel en 2014, Endesa ha dejado de ser la empresa puntera que era, limitando su ámbito geográfico exclusivamente a España y **Portugal**, según fuentes sindicales. Es decir, la privatización que ha costado a los españoles un inmenso tarifazo en el precio de la luz ni siquiera ha servido para alcanzar los objetivos empresariales marcados, aquella supuesta ambiciosa expansión internacional de Endesa que se pretendía conseguir en los próximos años. El sindicato UGT, en su documento

El expolio de Enel a Endesa, doce motivos para la huelga, denuncia “el nulo crecimiento” de la energética nacional en los últimos 10 años. “No ha habido incremento de clientes ni de instalaciones, a excepción del negocio de gas, ni en el último año en renovables, por la recompra de Endesa a Enel de **EGP** (operación por la que abonó 1.207 millones en 2016 cuando en 2010 el valor de la venta fue de 326 millones). Esta operación supuso unos ingresos para Enel de más de 880 millones de euros, según datos de UGT. En general, la política de reparto de dividendos del cien por cien de los beneficios impuesta por Enel como accionista mayoritario ha supuesto más de **28.600 millones para la firma italiana entre 2006 y 2018**. Es decir, un inmenso pelletazo energético para la firma extranjera que confirma con qué falta de inteligencia y ligereza hemos malvendido el buque insignia a nuestros vecinos italianos.

El **importe del dividendo** se ha incrementado en los últimos años y se prevé que continúe creciendo en 2021. En este período se ha producido una reducción de la plantilla de más de un 30 por ciento en 10 años y se ha incrementado el beneficio por empleado en más del 50%. A pesar de que parte del negocio es regulado, el nivel de inversiones ha descendido hasta mínimos en los últimos años. Endesa ha pasado de superar los 3.000 millones de inversión a tan sólo 1.100 millones en 2017, inversión mínima exigida por el organismo regulador incluyendo el despliegue de los “contadores de teled medida”, adquiridos en su totalidad a Enel.

En cuanto a los **ingresos** (en torno a 20.000 millones de euros anuales en los últimos 5 años), al ser un 70 por ciento del accionariado propiedad de la italiana los impuestos devengan y tributan en **Italia**. Es decir, los beneficios vuelan al extranjero y ni siquiera nos quedan las migajas de los tributos. A su vez, y aunque todos los servicios están **externalizados** en todas las áreas de la empresa, “la reducción de inversiones y mantenimiento de instalaciones, así como la paralización de pagos, está provocando la asfixia financiera de las empresas contratistas, temporalidad del empleo, precariedad laboral y expedientes de regulación de empleo”, denuncia UGT.

Estos días **Unidas Podemos** ha reabierto el debate de la pobreza energética generada por la voraz especulación de las grandes compañías eléctricas y ha apostado por recuperar la titularidad pública de Endesa cuanto antes. **Pablo Echenique** cree que el **Gobierno** debería plantear la posibilidad de crear una empresa energética pública que “compita con el oligopolio privado”, frenando así la especulación con la energía. Sin embargo, en una decisión que no se entiende, el PSOE ya le ha dicho a su socio de coalición que por ese camino antiliberal no.

Hoy puede decirse que Endesa ha sido una suculenta tarta que se han repartido unos cuantos aprovechados (con permiso de nuestros sucesivos gobiernos) y ahora que el pueblo tiene frío cae en la cuenta de que no disponemos de una gran compañía energética estatal o pública que ampare a los más vulnerables, vigile por un suministro de luz de calidad y cobre precios sensatos y razonables por el megavatio hora. O sea un servicio esencial sin abusos para el ciudadano, como correspondería a una democracia avanzada y a un fortalecido Estado de bienestar.

Tarifa PVPC y Tarifa mercado libre: diferencias, en cuál se paga más luz y cómo saber el precio del kWh.

As.com, 14 de enero de 2021

La tarifa PVPC supone un coste en el consumo de luz establecido por el Gobierno, mientras que la tarifa mercado libre tiene un precio fijo ya conocido.

El precio del consumo energético en los hogares españoles **ha aumentado un 27%** en el comienzo de 2021. La organización dedicada a la defensa de los derechos de los consumidores, **FACUA**, ha denunciado el aumento de un precio que podría llegar a ser, si continúa con el incremento actual, el **segundo coste más alto de la historia del país**.



Según un informe emitido por la propia organización, los usuarios con la tarifa PVPC contratada tienen una factura, en lo que va de mes, de 88 euros. Este aumento del precio coincide, además, con una ola de frío que ha dejado en España temperaturas por debajo de los 20 grados bajo cero, además de unas nevadas “históricas”.

Pero, ¿cuántas tarifas de la luz existen y qué diferencias hay entre ellas?

Tarifa PVPC

En primer lugar se encuentra la tarifa PVPC o, como sus siglas indican, Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor. En esta tarifa es el Gobierno quien fija el precio de la luz, que va variando según las horas del día. Por ello, el coste será diferente en función de cuándo se consuma más electricidad.

La principal ventaja de este modelo es que es una tarifa única que permite acceder al Bono Social, una ayuda destinada a las familias con menos posibilidades económicas o más vulnerables para afrontar el pago de la luz. Además, mediante la contratación del PVPC, el cliente se mantiene al margen de las empresas Comercializadoras de Referencia. Además, otro beneficio es que no tiene ningún tipo de permanencia.

Sin embargo, la contratación del PVPC tiene también desventajas. La primera es que se desconoce el precio de luz que se va a pagar a final de mes. Por otro lado, no hay descuentos ni promociones y pueden sufrirse vaivenes en los precios por el consumo. Por ello, no se puede conocer el coste final y es recomendable comprobar los precios para cada hora con el objetivo de adaptar el consumo a ellos.

Tarifa mercado libre

En segundo lugar, se encuentra la tarifa mercado libre o, lo que es lo mismo, cualquier empresa puede hacer ofertas sobre el consumo de luz tanto a particulares como a empresas. Estas compañías añaden al precio del kilovatio hora (kWh) otras tasas, como los costes regulados.

La principal ventaja es que ya se sabe cuál es el precio que se va a pagar a final de mes, así como la libertad de elegir la empresa suministradora. Además, estas tienen un margen de comercialización que les permite hacer descuentos u ofertas.

Pero, por el contrario, los usuarios de esta tarifa no pueden acceder al Bono Social. Además, los precios pueden ser superiores o encarecerse mediante servicios de mantenimiento obligatorios o periodos de permanencia.

¿Cuál es más caro?

Para saber cuál de las dos tarifas es más cara es necesario conocer cuánto es el consumo mensual que se realiza en un determinado hogar y cuánta potencia se tiene contratada. Por ello, cada caso será diferente.

Como norma general, el PVPC es más económico, aunque no siempre es así. Dependerá, evidentemente, de las tarifas que establezcan tanto el Gobierno como las Comercializadoras de Referencia, así como del acceso a los descuentos emitidos por las propias suministradoras o al Bono Social.

¿Cómo saber el precio del kWh?

El kWh es la unidad que mide el consumo en electricidad o gas durante un periodo concreto. El precio de la factura final dependerá de los kWh que se hayan consumido en un inmueble determinado, aunque dependerá de la tarifa que tengamos contratada.

En el caso del mercado libre, el precio del kWh es fijo durante todo el día y durante las 365 fechas del año. En cuanto al PVPC, los clientes pueden consultar el precio de la luz para cada una de las horas del día siguiente en la [web de Red Eléctrica de España desde las 20 horas del día previo](#).

‘Terremoto’ en la gran patronal eléctrica: Naturgy dice basta y se marcha de Aelec.

Elperiodicodelanergia.com, 15 de enero de 2021

Naturgy dice adiós a la gran patronal de las eléctricas en España, **Aelec**. En una carta enviada a los otros tres socios de la patronal (**Iberdrola**, **Endesa** y **EDP**) la compañía presidida por **Francisco Reznés** ha comunicado que se marcha de la asociación empresarial.

Según adelanta el diario **El Economista**, la principal causa ha sido el **anteproyecto de Ley de creación del Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico**, por el que el Gobierno pretende sacar las primas a las renovables, unos 7.000 millones de euros anuales, de las cuentas del sistema para trasladarlas a todos los consumos energéticos. Por tanto gasistas y petroleras también tendrán que hacerse cargo del pago de esta cantidad de dinero.

Aelec se ha posicionado a favor de la medida y eso ha sido la gota que ha colmado el vaso. Naturgy, que ha declinado hacer comentarios a este diario sobre este asunto, ha decidido salir de la patronal al estar en desacuerdo con la posición de las otras dos grandes eléctricas, Endesa e Iberdrola. Algo que ya hemos contado en este diario en varias ocasiones.

De unos años a ahora, la gran patronal de las eléctricas, ahora llamada Aelec, anteriormente Unesa, ha cambiado radicalmente. Ahora las grandes eléctricas solo hacían piña para el negocio regulado, es decir que defendían sus intereses como las grandes distribuidoras de electricidad. Pero todo lo referente a la generación y comercialización se abandonó y se trasladó a distintas patronales de producción de electricidad ya sea nuclear, eólica o fotovoltaica por ejemplo.

La dura batalla entre las eléctricas por el apagón nuclear, con Endesa por un lado, e Iberdrola y Naturgy por otro, ya hizo saltar por los aires la antigua Unesa. Ahora, se produce un nuevo terremoto que deja una víctima, Naturgy, que decide dar un portazo y marcharse de la patronal. Ya desde hace años, cada compañía hace lobby por su parte y sus intereses, no necesita de la presión de una patronal para tratar de lograr cambios regulatorios a su favor.

Ahora, Aelec tendrá únicamente tres socios. Iberdrola y Endesa, las otras dos grandes eléctricas, y EDP, que se hizo con la red de distribución de Viesgo.

Habrà que ver si esta decisión de Naturgy conlleva más movimientos y debilita aún más a Aelec o si por el contrario refuerza la posición de la patronal.

La CNMC tumba los cálculos del Gobierno sobre el déficit de la tarifa eléctrica en 2020.

Eleconomista.es, 16 de enero de 2021

El Ejecutivo estima una horquilla de 1.000 a 2.000 millones...

... Pero el Regulador lo reduce a sólo 219 millones

Sin déficit, no haría falta quitar los 7.000 millones de las renovables para evitar otra subida de la luz.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) discrepa radicalmente de la estimación del Gobierno sobre el volumen del déficit de ingresos en que incurrió el sistema eléctrico el pasado 2020. El Ejecutivo calcula una horquilla de 1.000 a 2.000 millones de euros, mientras que el Regulador, mucho más preciso, cifra sólo 219 millones, una cantidad similar a la manejada internamente por Aelec, la patronal de las grandes eléctricas, de 204 millones.



Cuadrar las cuentas del sistema eléctrico es un ejercicio extraordinariamente complejo, por la cantidad de partidas y elementos que lo integran, que se trastocan y se disparan o se hunden en función de la demanda, del tiempo atmosférico, del precio de las materias primas, de las decisiones de política energética, de la recaudación fiscal, de los fallos judiciales...

Un perfecto ejemplo de ello es la disparidad entre las estimaciones del déficit en el que incurrió el sistema eléctrico durante el pasado y extraordinario 2020, en el que **se prorrogaron los precios de los peajes y los cargos aplicados en 2019** para cubrir los costes del sistema por medio del recibo de la luz.

El Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco), en la memoria del Anteproyecto de ley por el que se crea el Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE) **calcula un déficit para el ejercicio de unos 1.500 millones**, pero Manuel García, director general de Política Energética y Minas del Miteco, abrió la puerta esta semana a que se elevara hasta los 2.000 millones en un acto telemático de Aeléc sobre la futura norma.

Ese volumen de déficit es uno de los argumentos de la Cartera dirigida por Teresa Ribera para lanzar el FNSSE, que pretende repartir el pago de los 7.000 millones de ayudas a las renovables históricas **entre el consumo final de petróleo, gas y electricidad**, frente a la situación actual, en que se pagan exclusivamente con la electricidad.



Evitar una subida de la luz

La **Ley del sector eléctrico** obliga a ajustar al alza la factura de la electricidad en cuanto el sistema registre un déficit superior al 2% de los costes, y el Miteco calcula que con los 1.500 millones del año pasado se producirá una subida del 10% al 15% en la parte regulada del recibo, que se traduciría en un incremento del 6,5% de la factura doméstica en un solo año.

Y este es uno de los principales argumentos empleados para trasladar el coste de las renovables al FNSSE, porque al repartirlo con el petróleo y el gas **-cuyas empresas se oponen al encarecimiento consecuente-** se da la vuelta a la situación y se rebaja el recibo de la luz un 13% en cinco años.

Ahora bien, la CNMC, **en un informe solicitado por el Miteco** para establecer los cargos del sistema eléctrico, publicado el pasado jueves, hace una estimación de los ingresos y costes del sistema eléctrico en 2020 y 2021.

Y sus conclusiones reducen la estimación del Miteco para 2020 en una décima parte: se registró un déficit de 219 millones, que puede cubrirse sin ningún problema con el remanente de los superávits generados durante los últimos años; de hecho, aún sobrarían 280 millones.

Por lo tanto, fuentes perjudicadas por la retirada de las ayudas a las renovables de los costes eléctricos creen que el Gobierno no adopta la medida porque haya déficit y quiera evitar una subida de la luz.

Previsión de ingresos y costes del sistema eléctrico de 2020

Datos en millones de €

CONCEPTO	PREVISIÓN CNMC CIERRE 2020
Ingresos regulados	13.034.757
Ingresos por peajes de consumidores	12.927.314
Ingresos por peajes a generadores	9.483
Ingresos por fraude	11.827
Ingresos art. 17 RD 216/2014	7.769
Ingresos de conexiones internacionales	78.365
Ingresos externos a peajes	3.056.903
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	1.840.157
Ingresos subastas CO2	1.000.000
Compensación eliminación peaje 6.1 B	44.745
Impacto artículo 42 del RDL 11/2020	172.000
Total ingresos regulados	16.091.660
Costes regulados	16.311.253
Costes de acceso	16.377.836
Saldo de pagos por capacidad	- 499.315
Otros costes regulados	432.731
Desajuste de actividades reguladas	- 219.593
Aplicación del superávit de liquidaciones	500.000
Desajuste de actividades reguladas tras aplicación superávit liquidaciones	280.407

Fuente: CNMC. elEconomista

El Gobierno se reafirma

El Miteco, consultado por *eEconomista* sobre la gran distancia entre sus cálculos y los del Regulador, explica que puede deberse a diferencias en las dos principales partidas de costes, las ayudas a las renovables y la distribución, así como, en menor medida, los sobrecostes de los territorios no peninsulares. En todo caso, se reafirma en su estimación de amplia horquilla.

Cálculos muy parecidos a los de la entidad presidida por Cani Fernández hace Aeléc internamente, que estima un déficit de 204 millones para el pasado ejercicio.

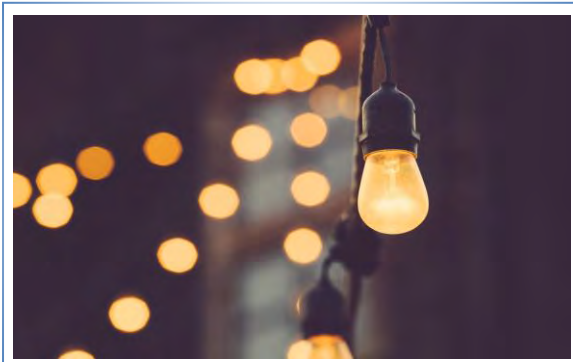
La patronal eléctrica, por otro lado, ha presentado sus alegaciones al Anteproyecto y señala que la electricidad seguirá cargando con un 50% de los 7.000 millones tras la creación del FNSSE, aunque debería corresponderle un 22%, equivalente a su peso en el consumo final de energía.

La Asociación explica que el FNSSE también se nutrirá con la recaudación de **los impuestos a la generación eléctrica y a las tecnologías hidráulica y nuclear**, con lo que en realidad el trasvase de costes al petróleo y al gas, que debería ser del 43,7% y del 24,8%, respectivamente, atendiendo a su peso en el consumo final de energía, en realidad se queda en el 50% entre los dos.

Renovables paradas y gas y derechos de CO2 disparados: la tormenta perfecta que explica la subida de la luz.

Hipertextual.com, 16 de enero de 2021

La falta de generación con renovables y el aumento de la demanda de gas a nivel mundial están detrás de una de las mayores subidas de precio de la historia.



El precio de la luz se ha disparado en España en las últimas semanas coincidiendo con la mayor ola de frío registrada en los últimos años. El 8 de enero, el precio del megavatio/hora se situó a 114,89 euros, subiendo cerca de un 30% con respecto al año pasado; casi triplicando el precio que había sido habitual unos meses antes.

¿Pero qué ha provocado este alza en plena ola de frío? Entre discusiones sobre bajada o redistribución de impuesto, desde el punto de vista puramente de la generación y la importación de la energía tiene una explicación bastante más clara.

Sin embargo, el segundo condicionante no es tan habitual y sí que se debe a una situación sobrevenida. Con muchas centrales de carbón paradas o en desmantelamiento desde el año pasado, el gas, además de ser muy requerido por su uso para la calefacción, se ha convertido en un bien extraordinario para generar energía en estos días en los que además la demanda eléctrica ha crecido un 15% debido a la necesidad de calentar hogares y puestos de trabajo.

“El mercado del gas está viviendo una situación inusual. Se encuentra muy tensionado debido a que en Asia, especialmente en China y Japón, también han sufrido grandes heladas.

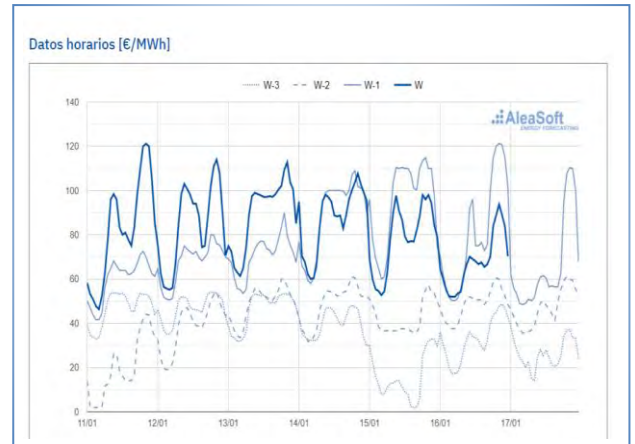
Los barcos que transportan gas en este momento se han ido desviando y moviendo hacia puertos donde se pagaban más caro, que ha sido en Asia, generando esa tensión y alza en los precios”, explica Rigal.

Pero los problemas con la luz y el gas no acaban ahí

Además de ser de por sí una fuente de energía costosa por sus problemas de transporte y almacenamiento, Argelia, el principal exportador de gas a España, ha tenido problemas para sacar adelante su producción.

Lo que ha generado todavía más tensión por parte de los compradores españoles. “La falta de reservas de gas ha provocado la compra de gas a exportación, a demanda como si dijéramos, lo que aún ha incrementado más el precio”, cuenta el CEO de Aleasoft.

Por acabar de rematar esta tormenta perfecta, los precios de los derechos de emisión de CO2. Que deben pagar las empresas contaminantes como las centrales productoras de energía no renovables y también han fijado máximos históricos tras rebotar después de tocar suelo durante el pasado confinamiento de marzo, situándose por encima de los 35 euros.



2020, el año con la energía más barata en España en 10 años

Rigal señala que pese a que en España el debate sea vibrante estos días, la situación no es distinta -e incluso mejor a nivel de precios- de lo que se ha visto en otras partes de Europa. “En Reino Unido el precio del megavatio/hora ha llegado a estar durante algunas horas por encima de las 1.000 libras, mucho más que aquí”, cuenta.

La subida además también ha sido importante teniendo en cuenta que el 2020 fue el año con la energía más barata en España de al menos la última década. Tras episodios en los que el precio de la luz también se disparó en 2017 y 2018, los precios se habían relajado debido al confinamiento y a que 2020 fue el mejor año en aportación de la energía solar.

“Si tenemos en cuenta la inflación y una visión a largo plazo desde principios de siglo, quitando las subidas puntuales, el precio de la generación de la energía se ha mantenido con unos precios neutros casi al nivel o incluso por debajo de la inflación”, sostiene Rigal. Por ejemplo, con una mirada de amplio alcance, el precio en 2005 era de 53 euros por megavatio/hora, por los 34 de media anual de 2020.

“Otras cosa -añade Rigal- es si tenemos en cuenta el coste de los impuestos”. Y es que como es sabido el recibo de la luz que reciben las familias está compuesto por un 65% por distintos impuestos y un 35% solo por el precio real de la generación de la energía. El Gobierno de España tiene planes para rebajar la carga impositiva en la factura que reciben los ciudadanos redistribuyendo impuestos como las llamadas primas a las renovables en todo el sistema eléctrico, pero hay lecturas encontradas sobre si esto acabará siendo favorecedor para el pequeño consumidor o no.

El precio de la luz bajará con un mix más renovable, pero no tanto

Hoy en día, y tras muchos años de idas y venidas, el acuerdo general es que la energía renovable es la más barata del mix energético, así que nos preguntamos: ¿Bajará la luz si España consigue el objetivo de una generación eléctrica cada vez más renovable?

“Las energías renovables efectivamente son las más baratas, y cuando se dispone de ellas el precio de la energía en el pool y también en la factura tienden a bajar. El problema es que hoy en día no existen buenos métodos para almacenar la energía producida por fuente renovables”, señala Delgado Rigal.

El problema del almacenamiento de la energía generada por fuentes verdes es uno de sus mayores retos a futuro. A lo largo del último año se ha hablado y mucho del hidrógeno verde como vector que pueda servir para almacenar y aprovechar la energía generada por centrales renovables cerca de balsas o puntos de agua. Pero el camino de la ingeniería aún es largo. España actualmente cuenta con una estrategia del Hidrógeno para mejorar estos usos durante la década que acaba de empezar.

Pero aunque se consiguiera, Rigal cree que lo normal es que “la energía nunca caiga de unos precios por debajo de los 40-45 euros por megavatio/hora debido a los costes estructurales que siempre va a tener su generación”.

Iberdrola recibe luz verde para su gran proyecto de interconexión en EEUU.

Lainformacion.com, 16 de enero de 2021

El Departamento de Energía de Estados Unidos aprueba su 'megaproyecto' de redes entre Estados Unidos y Canadá para el suministro de energía limpia a Massachussets

Naturgy entra en las renovables de EEUU tras comprar Hamel Renewables.

Iberdrola, a través de su filial **Avangrid**, ha recibido el Permiso Presidencial del Departamento de Energía de Estados Unidos para su **'megaproyecto' de redes entre Estados Unidos y Canadá** para el suministro de energía limpia a Massachussets, que supondrá una inversión de 950 millones de dólares (unos **786 millones de euros**), completando así con éxito los principales permisos. En un comunicado, la filial estadounidense de Iberdrola anunció así el inicio de la construcción del proyecto **New England Clean Energy Connect (NECEC)**, como se denomina, con el arranque de las actividades de limpieza y la instalación de accesos temporales para preparar la instalación de los monopolos que llevarán la línea de transmisión.

En asociación con Hydro-Quebec, el proyecto transportará energía hidroeléctrica limpia de Quebec, **reduciendo significativamente las emisiones de carbono en Nueva Inglaterra.**

El consejero delegado adjunto de Avangrid, Robert Kump, destacó que **"después de 33 meses**, cientos de horas de audiencias públicas, miles de páginas de evidencias y una revisión exhaustiva por parte de los reguladores y agencias estatales, federales y regionales, no debería haber duda del **valor que este corredor de energía limpia aporta a Maine para alcanzar sus objetivos energéticos**, promover un aire más limpio y reducir los costes de energía".

Por su parte, la presidenta y directora ejecutiva de Hydro-Québec, Sophie Brochu, consideró **el NECEC es una respuesta "sólida y rápida a la urgencia climática"** que, como la pandemia, es un desafío que no tiene fronteras". "Ayudará a reducir las emisiones de CO2 y, al mismo tiempo, proporcionará de manera eficiente energía renovable competitiva a hogares y empresas", dijo.

El proyecto permitirá revertir a los **ciudadanos de Maine más de 570 millones de dólares (unos 472 millones de euros) en beneficios** y más de 1.600 empleos en un contexto de incertidumbre económica, señaló el directivo de Avangrid. "Los beneficios para el estado de Maine se materializarán en forma de mejoras de infraestructura, reducción de tarifas para los clientes -incluido un fondo para clientes más vulnerables-, subvenciones para el despliegue de infraestructura de recarga para vehículos eléctricos, desarrollo económico para el turismo, financiación para la educación, banda ancha, bombas de calor y la conservación de terrenos", añadió al respecto.



Por qué las eléctricas están contentas con este Gobierno pese a Podemos.

Vozpopuli.com, 17 de enero de 2021

Teresa Ribera cuenta con informes técnicos que recomiendan hacer ajustes en el controvertido mercado eléctrico. Pero la ministra rechaza, por ahora, aplicar cambios regulatorios bruscos que puedan ahuyentar la inversión en pleno reparto de los fondos europeo.

En algún cajón del Ministerio de Transición Ecológica acumulan polvo, desde hace meses, **'papers' y propuestas para reformar el mercado eléctrico**. Una de ellas está bien armada desde el punto de vista técnico y fue redactada e impresa **en la sede socialista de Ferraz**. Que alguna de esas recomendaciones cobre vida o acabe archivada en una estantería ministerial dependerá de la voluntad de **Teresa Ribera**. Y lo que haga la ministra determinará, a su vez, la cuantía del recibo de la luz y **el grosor del beneficio de las eléctricas**.

No es fácil pronosticar por qué senda transitará Ribera para poner orden en un negocio plagado de reglas opacas, de parches regulatorios y de lobbies poderosos. **"La ministra no da explicaciones ni excusas, sólo órdenes"**, asegura un alto directivo que ha lidiado con ella. Nadie estaría hablando ahora del mercado eléctrico si **una diabólica conjunción de elementos** no hubiera colado la noticia en los **telediarios**. La suma de una elevada demanda -por las bajas temperaturas- y una fuerte subida del gas y de los derechos de emisión de CO2 explican por qué se ha encarecido tanto **la luz**.



No es la primera vez que sucede. En el pasado hay otros ejemplos de 'escaladas' similares que alimentaron -como ahora- editoriales, tertulias y **ataques incendiarios en las redes**. En 2001, **una helada monumental obligó a Red Eléctrica a aplicar cortes selectivos** para evitar un apagón a escala nacional. Y en 2013, otra subida repentina hizo que el entonces ministro **José Manuel Soria acusara directamente a las empresas de manipular los precios**.

La suerte -para el **Gobierno** de turno y las compañías conformes con el marco actual- es que el debate **siempre se desvanece cuando los precios vuelven a su cauce**. Y es ahí, en esa 'normalidad', donde muchos expertos sitúan el epicentro del problema. "El frío es sólo una 'prueba de esfuerzo' que pone de manifiesto la existencia de una **enfermedad crónica**", **escribía esta semana** el presidente de Economistas frente a la Crisis, **Jorge Fabra**. El ex presidente de Red Eléctrica lleva años denunciando que las grandes compañías están sobre retribuidas: "Estamos ante un problema mucho más grave: **un mercado ineficiente incapaz de revelar los costes**".

El debate sobre las deficiencias del mercado eléctrico se calienta cuando la luz sube y se desvanece cuando los precios caen

Este mercado de la discordia se denomina 'pool'. A grandes rasgos, es el parque donde las empresas compran y venden su producción de **electricidad**. Un complejo proceso de casación de la oferta y la demanda sirve para fijar cada día los precios que cobran las eléctricas (y a la vez, **lo que pagan los consumidores** sujetos a la tarifa regulada). En el 'pool' tienen prioridad de entrada las energías de menor coste (como la eólica). Sin embargo, al tratarse de un mercado marginalista, la fuente que determina el precio final es la que permite en último término cubrir la demanda. En casos como el de este enero, **el gas caro ha tenido que suplir la ausencia de energías más baratas** (como las renovables).

Los expertos más críticos atacan este sistema por distintas vías. Sin ir más lejos, recuerdan que lo sucedido estos días demuestra cómo el mercado **castiga el bolsillo de familias y empresas, mientras aumenta los**

beneficios de algunas eléctricas. Frente a estas acusaciones, los empresarios del kilovatio alegan que más de la mitad del recibo (un 53%) corresponde a impuestos y cargas que **nada tienen que ver con el coste de la energía.** Y aseguran que los consumidores se benefician del sistema habitualmente, puesto que **las renovables** tiene cada vez tienen peso en la fijación de los precios.

Un ex alto directivo del sector eléctrico rebate este argumento. “En realidad, el descenso de precios de los últimos años no se debe tanto a las renovables como a la bajada del gas. **El actual mercado desincentiva que las renovables contribuyan a bajar los precios** y a la vez incrementa los beneficios de las eléctricas”. A su juicio, uno de los puntos débiles de este sistema consiste en que **algunas compañías controlan un amplio abanico de fuentes** (del gas a las renovables, pasando por la nuclear o la hidroeléctrica) y pueden introducirlas en el 'pool' aprovechando su complejidad y su cuestionable transparencia. La sospecha está sobre la mesa, pero lo cierto es que **las autoridades de competencia nunca han podido demostrar ninguna manipulación.**

Además de las renovables, compañías como Iberdrola o Endesa están en el punto de mira desde hace años por los denominados **"beneficios caídos del cielo"**.

"La razón de por qué en España pagamos por la electricidad más de lo que debería ha de buscarse en la regulación, que paga a precio de gas la producida en centrales nucleares e hidroeléctricas", explicaba esta semana **en un artículo Natalia Fabra**, catedrática de Economía en la Universidad Carlos III de Madrid. Expertos como ella consideran que ambas fuentes están claramente sobre retribuidas, ya que las inversiones para levantar las centrales están amortizadas. Un argumento que las eléctricas, una vez más, niegan categóricamente.

Una reforma en profundidad del mercado lanzaría a los inversores la idea de que en España todo está en revisión. No podemos tomar decisiones precipitadas porque la luz haya subido mucho unos días"

Si hay tantos signos de que el mercado eléctrico encierra lagunas, **¿por qué no se audita?** Algunos gobiernos lo han intentado. En 2004, el ministro **José Montilla** hizo un buen conato -con nulo éxito- al encargar una profunda auditoría a **José Ignacio Pérez Arriaga**, todo un 'sabio' del sector. Otros optaron por sacar la artillería, como **José Manuel Soria**, que no logró demostrar nada. Pero el intento más sólido -y en eso coinciden varias fuentes consultadas- lo hizo el antecesor de Ribera, **Álvaro Nadal**.

"**La política energética la hace el Gobierno y no las empresas.** Hay menos hueco para las energías tradicionales, pero la transición hacía las fuentes más limpias que vamos a llevar a cabo se hará de manera ordenada y **no al arbitrio de decisiones corporativas**", aseguraba el ministro del PP en febrero de 2018, en una de las muchas declaraciones que tanto escocieron a las eléctricas. Las compañías eran conscientes de que Nadal tenía ganas, de verdad, de poner orden en un sector tan controvertido.

Sólo tres meses después de aquellas palabras, la moción de censura se llevó por delante al Ejecutivo de **Mariano Rajoy**. Nadal -y sus intenciones- pasaron a la historia. Y cuando **Pedro Sánchez** logró formar Gobierno, comenzó la 'era Ribera'.

La ministra de Transición Ecológica sabe tanto o más que Nadal (lo demuestra su currículum envidiable). Pero su visión a está a años luz y **se alinea en cierto modo con las empresas eléctricas**, que han sabido reorientar su negocio hacia un futuro cada vez más 'verde'. El auténtico pionero es **Ignacio Sánchez Galán**. Gracias a su apuesta temprana por las renovables, Iberdrola se ha convertido en un gigante capaz de competir con **Inditex** por el primer puesto del Ibex.

"El eléctrico es un sector al que cualquier gobierno necesita, porque en algún momento le va a tener que pedir favores"

Entre los expertos y empresarios consultados por **Vozpópuli** hay quienes que opinan que **no es el momento de tocar los cimientos del mercado eléctrico.** Otros aseguran que Teresa Ribera **no se atrevería** aunque lo deseara.

"Una reforma en profundidad del mercado lanzaría ahora la idea de que en España todo está en revisión. Y podría alterar los planes de quienes quieren invertir en nuestro país con horizontes muy largos, de hasta 25 años. Además, provocaría guerras judiciales y arbitrajes. **No podemos tomar decisiones precipitadas**

porque la luz haya subido mucho unos días”, explica un empresario con gran experiencia en el sector. Una parte importante de los fondos europeos que Pedro Sánchez ha logrado rasgar a la UE (140.000 millones) irán a parar a proyectos de **innovación y transición energética**. Un pastel, a juicio de algunos, demasiado jugoso como para emitir señales de incertidumbre regulatoria.

"La ola de frío pasará, la demanda se normalizará, la oferta de fotovoltaica en los dos próximos años estallará y los precios de la luz seguirán cayendo gracias al mercado y a la tecnología", reflexionaba este viernes el economista **José Carlos Díez en una tribuna en 'El País'**.

Luego están quienes opinan que Ribera nunca entrará en un 'cuerpo a cuerpo' contra las eléctricas. **“Es un sector al que cualquier gobierno necesita, porque en algún momento le va a tener que pedir favores”**, confiesa un ex alto cargo de la Administración. Se refiere a la alta política que se negocia en el subsuelo, la que sólo conocen quienes se han sentado en un Consejo de Ministros o en la sala de mandos de La Moncloa. **“Las eléctricas tienen poder decisión sobre asuntos muy sensibles**. Lo hemos vivido con las comarcas mineras o cuando han tenido problemas industrias de las que dependen provincias enteras. Además, algunas compañías gozan de gran influencia internacional, **son una plataforma para los intereses españoles”**.

Ribera sabe, de sobra, las recetas que puede aplicar en el negocio eléctrico. Y sabe qué se cuece en la CNMC: su marido es el vocal encargado de las ponencias en materia energética

Teresa Ribera sabe, de sobra, las recetas que puede aplicar en el negocio eléctrico. El informe que elaboró el grupo de expertos energéticos del PSOE contiene medidas concretas que afectan a la formación de los precios, según explica uno de sus autores a este diario. La ministra también conoce la visión de las empresas -en teoría- más independientes del mercado: **Red Eléctrica**, comandada por la ex ministra socialista **Beatriz Corredor**; y **OMIE**, el operador del sistema que dirige **Carmen Becerril**. Y, por supuesto, tiene claro qué se cuece en la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**. **Su marido, Mariano Bacigalupo, es el vocal encargado de las ponencias en materia energética**.

Los expertos consultados creen que la ministra no removerá el 'pool' y si toma alguna medida sobre las energías hidráulica y nuclear siempre será **por la vía fiscal**. Paralelamente, sacará adelante el fondo para sufragar las subvenciones a las renovables, **a costa de las arcas de petroleras y gasistas**. Queda totalmente descartada la creación de una comercializadora pública como pide el ministro **Alberto Garzón**; y, por supuesto, la nacionalización de cualquier empresa del sector, el deseo más peronista de **Pablo Iglesias**.

Teresa Ribera se ha alzado como un muro sólido frente a cualquier tentativa populista. Este hecho, en sí mismo, basta para que **los empresarios del kilovatio duerman tranquilos, pese a Podemos**.

Más del 50% de las 'utilities' aumentarán sus inversiones como respuesta al auge del sector de las renovables.

elperiodicodelaenergía, 18 de enero de 2021

Las TIC preparan una respuesta basada en objetivos sostenibles y nuevas líneas de «negocio verde», según IFS

Más del 50% de las empresas de 'utilities' aumentarán sus **inversiones en automatización de operaciones con tecnologías Edge, inteligencia artificial y aprendizaje automático**, doblando así su presencia en el área de **mantenimiento proactivo y predictivo** hasta 2025, según datos de IDC y de los que se ha hecho eco **IFS**.

En esta línea, la compañía de **soluciones** en los **sectores energéticos** ha identificado tres áreas clave de desarrollo tecnológico para el sector energético: inteligencia artificial, **'machine learning'** y los gemelos digitales, que marcarán la agenda de las **energías renovables** en los próximos cinco años.

Según IFS, aunque 2020 fue un año «sombrío» en muchos aspectos para toda la economía, hay motivos para el optimismo en este sector, sobre todo cuando se observa el crecimiento imparable de energías renovables, como la solar fotovoltaica (PV), eólica o hidroeléctrica, entre otras.

De enero a octubre de 2020, la **capacidad renovable global batía récords históricos** con un fuerte crecimiento del 15% con respecto al mismo período del año pasado. En esta línea se prevé que, en términos de nuevas inversiones para impulsar la capacidad, **las energías renovables seguirán siendo la fuente de energía de más rápido crecimiento hasta 2025.**

En este sentido, el vicepresidente de IFS, **Colin Beaney**, ha afirmado que a partir de 2021 «veremos un número creciente de importantes empresas de energía y 'utilities' que se asociarán con negocios ágiles, que abarcan desde empresas establecidas hasta nuevas empresas más pequeñas, en un esfuerzo por alcanzar ambos objetivos de reducción de las emisiones y creación de nuevas fuentes de ingresos, a largo plazo».



En **España** hay importantes proyectos como la construcción del complejo eólico Delta de 335 megavatios (MW) en Aragón, el proyecto fotovoltaico Valdesolar de 264MW en la región de Extremadura; la planta fotovoltaica Talasol de 300MW o el aumento previsto de 500 MW en la capacidad renovable gracias a la suma de volúmenes de las principales eléctricas españolas.

Repsol avisa al Gobierno del riesgo de acabar en los tribunales si le carga el coste de las renovables.

Elconfidencial.com, 18 de enero de 2021

La petrolera advierte a Transición Ecológica de que la creación de un fondo para pagar las primas a las renovables "genera serias dudas sobre su adecuación al marco constitucional".

Repsol advierte al Gobierno del riesgo de acabar en los tribunales si implanta el **Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sector Eléctrico (FNSSE)**. Este mecanismo diseñado por Transición Ecológica prevé que las primas a las renovables, actualmente pagadas por los consumidores de electricidad en la factura de la luz, se carguen a todos los operadores energéticos. Esto supondrá un fuerte impacto para petroleras y gasistas, en que la compañía más afectada será la multinacional dirigida por Josu Jon Imaz (**unos 1.000 millones al año**), por lo que **abre la puerta a posibles recortes**. El primer ejecutivo **cargó duramente** contra esta medida.

En este contexto, Repsol señala que el departamento dirigido por **Teresa Ribera** pretende transferir costes del suministro eléctrico a sectores consumidores ajenos a dicho sector, lo que además es una solución injusta que **"plantea problemas de constitucionalidad y de derecho comunitario"**.



En las alegaciones al anteproyecto de ley remitidas al **Ministerio para la Transición Ecológica**, a las que ha tenido acceso El Confidencial, explica que mantener la sostenibilidad del sistema eléctrico con cargo a sectores ajenos al sistema eléctrico es **contrario al principio de neutralidad tecnológica** que contemplan tanto el Pacto Verde Europeo-Green Deal como la futura Ley Europea del Clima, así como el PNIEC 2021-2030 y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (2050).

Critica la vía elegida: "La creación de prestaciones patrimoniales de carácter público no tributarias históricamente ha generado una **gran conflictividad jurídica**. La prevista para financiar el FNSSE genera **serias dudas sobre su adecuación al marco constitucional y al derecho de la Unión Europea (UE)**".

Esta posición choca con la visión ofrecida por el ministerio competente en materia energética. Tras su presentación el pasado mes de diciembre, fuentes de este departamento del Gobierno de [Pedro Sánchez](#) aseguraron que el anteproyecto está construido jurídicamente con **la solvencia necesaria** para aguantar cualquier envite en los tribunales.

A este respecto, cabe destacar que el **Fondo Nacional de Eficiencia Energética**, cuya forma de dotación se basa también en contribuciones proporcionales a sus ventas de los operadores energéticos, supuso un aluvión de demandas en los tribunales. Sin embargo, el [Tribunal Supremo](#) desestimó sus recursos.

Esto, no obstante, no es 100% extrapolable al nuevo fondo que ultima el Gobierno, cuyas implicaciones y finalidades son distintas.

Al margen de los potenciales **problemas legales planteados por Repsol**, la petrolera presidida por [Antonio Brufau](#) señala que el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Energético genera distorsiones en la formación de precios y en la capacidad de elección del consumidor y que su diseño afecta a la libre competencia.

Por todo lo anterior, la primera energética del país señala que la ley del sector eléctrico y **el PNIEC contemplan medidas suficientes** para gestionar 'potenciales desajustes del déficit': "Consideramos que dentro del propio sector eléctrico existen oportunidades para corregir ineficiencias sin necesidad de implicar a otros sectores".

Pide que reforme a través de impuestos

Pero, aun estando en desacuerdo con la implantación del mismo, le pide que si quiere llevar a cabo un mecanismo para la contribución de la sostenibilidad del sistema eléctrico, este "debería pasar por los [Presupuestos Generales del Estado](#) o, en su defecto, por la modificación de los impuestos especiales existentes". "En concreto, deberían utilizarse los dos principales impuestos especiales (IIEE) que actualmente gravan el consumo de energía: el **impuesto sobre hidrocarburos (IH)** y el **impuesto especial sobre la electricidad (IE)**", detalla. Es decir, que cargue directamente el coste a los consumidores en lugar de que sean las empresas quienes asuman el impacto y posteriormente lo compensen, si quieren, trasladándose a sus clientes.

Una maniobra, la de subir impuestos, que tendría un impacto político mucho más fuerte que la vía elegida. Además, desde el ministerio, aunque permiten que las dotaciones al fondo se trasladen a los consumidores, no tenían claro al presentar este fondo que esto se vaya a trasladar siempre y al 100%. De hecho, consideran que en un contexto de competencia creciente en el sector energético, algunos operadores **podrían decidir cargarlo contra su margen de beneficio** para tratar así de mantener una mayor cuota de venta.

Avisa de potenciales recortes

Esta potencial merma en el negocio también supone una dura advertencia por parte de [Repsol](#), sobre todo en lo referente al mercado exportador: "A diferencia de la electricidad, los productos petrolíferos que fabrican empresas españolas tienen que competir en el mercado internacional y, por tanto, si se llevase a efecto el **reparto injusto de los costes** del sector eléctrico sobre estos otros sectores, sería necesario adoptar medidas de **compensación suficientes para evitar que se produjera una pérdida de competitividad** y, eventualmente, un perjuicio para la economía española en su conjunto".

De lo anterior, se desprende que Repsol podría verse **obligada a implementar recortes** si se le cargan estos costes extra para mantener así su nivel de competitividad, que aseguran que supondría un coste para la economía española en su conjunto

Prevé subidas de impuestos en la UE este año

Dotar este fondo para costear las primas a las renovables podría interpretarse, a ojos de Repsol, "como un instrumento parafiscal" y llega, según entiende la petrolera, en un momento inadecuado, ya que está en curso la reforma de la fiscalidad energética europea.

Por ello, insiste sobre las dudas del encaje legal, piensa que si se elige la vía fiscal en lugar de la dotación de un fondo para pagar las renovables, "se minimizan los riesgos de inconstitucionalidad o vulneración del derecho de la Unión Europea y el incremento de la conflictividad", y añade: "La utilización de figuras tributarias otorgaría mayor seguridad jurídica y minimizaría la conflictividad", entre otras ventajas esgrimidas por la petrolera, como evitar problemas de fraude o el incremento de costes formales a operadores y la Administración.

“Es probable que la Unión Europea (UE) suba la imposición mínima a los productos energéticos”

También considera que se facilitarían la transparencia y previsibilidad ante la Administración y permitiría adecuarse a la reforma de la fiscalidad energética en curso de la UE. Repsol explica que, "en la UE, está en marcha la reforma de la directiva de fiscalidad energética [ETD, en inglés] y del mecanismo de ajuste en frontera del carbono [CBAM, en inglés] que se configuran como palancas e impulso del Green Deal europeo.

Se prevé que durante 2021 se publiquen las propuestas de estas directivas. Es probable que la UE suba la imposición mínima a los productos energéticos (hidrocarburos y electricidad) y que la tributación se base total o parcialmente en las emisiones de CO₂. Si las aportaciones al FNSSE no se configuran como impuestos o gravámenes tributarios (IH e IE), no se podrán tener en cuenta dentro de la imposición mínima que exija la UE". En este sentido, pide observar el ejemplo de Francia, que ha establecido un recargo a los impuestos energéticos para la contribución climática.

Deutsche Bank firma un acuerdo con IDAE para complementar el Plan PREE con financiación privada.

energynews.es, 18 de enero de 2021

Deutsche Bank España firmó el pasado 9 de diciembre un protocolo de colaboración con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, cuyo objetivo es complementar a través de la financiación privada el nuevo Programa de Ayudas para Actuaciones de Rehabilitación Energética en Edificios Existentes (Plan PREE).



Así, la entidad financiera se convierte en una de las primeras en firmar un protocolo de este tipo con el IDAE. El acuerdo está relacionado con la Directiva 2018/844 de la Unión Europea relativa a la estrategia a largo plazo para apoyar la renovación de los

parques nacionales de edificios residenciales y no residenciales, tanto públicos como privados. El objetivo de dicha normativa es conseguir una alta eficiencia energética en el parque inmobiliario europeo.

En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) ha fijado como objetivo la rehabilitación energética de 1.200.000 viviendas para el año 2030 y de 5 millones de metros cuadrados anuales en el sector terciario.

Plan PREE

El programa del IDAE, que **se extenderá hasta julio de 2021**, está dotado con 300 millones de euros del Fondo Nacional de Eficiencia Energética que está cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

Gestionadas a través de las Comunidades Autónomas bajo la supervisión del IDAE, las ayudas directas habrán de estar **vinculadas a la mejora de la eficiencia energética de los edificios y a la reducción del consumo energético y de emisiones de CO2**. Es importante destacar que no serán subvencionables los edificios de nueva construcción o aquellas que incrementen superficie o cambio de uso y cada comunidad autónoma indicará en cada caso el ámbito de actuación y el plazo máximo de solicitud.

Necesidad de financiación privada

Aunque el Real Decreto recoge la posibilidad de otorgar a los beneficiarios de la ayuda anticipos de hasta el 100% de la ayuda, la experiencia adquirida en convocatorias anteriores enseña que **los préstamos a los destinatarios de las ayudas son necesarios** para complementar las ayudas a fondo perdido.

Incentivos a las actuaciones más eficientes

Para incentivar las actuaciones más eficientes, el Plan PREE una **mejora para aquellas solicitudes que eleven la calificación energética del edificio** hasta la etiqueta energética «A» o «B» en la escala de CO2. Del mismo modo, también se aplicará a aquellas que aumenten en dos letras la calificación energética inicial.

Del mismo modo, también se incentivarán las actuaciones que realicen mejora en dos o más tipologías, denominadas actuaciones integradas. Así, la mejora sobre el porcentaje inicial alcanzará como máximo el 20%.

Las condiciones para acceder a estas mejoras son las siguientes:

Una de las mejoras debe ser sobre la envolvente térmica y ha de suponer una **disminución mínima de la demanda global de calefacción y refrigeración del 30%**.

Esta medida tiene que combinarse con otra actuación sobre la instalación térmica que suponga, al menos, la **sustitución del 60% de la potencia de generación térmica existente** o, en el caso de los edificios de uso diferente a la vivienda, con mejoras sobre la iluminación que impliquen una mejora de la eficiencia energética de al menos el 25% de la superficie iluminada.

Competencia 'peina' las centrales de gas y agua de Naturgy e Iberdrola por la luz.

Información.com, 18 de enero de 2020

La CNMC ha puesto en marcha la revisión de ofertas en el mercado mayorista en enero; fuentes empresariales y de la propia comisión ven difícil probar irregularidades.

La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) está **peinando las ofertas de precios registradas en el mercado mayorista de electricidad en enero, especialmente en la segunda semana, cuando el precio del MWh superó los 94 euros**. El supervisor revisa los procesos de casación de ofertas y demandas siempre que se dan situaciones extraordinarias, pero en esta ocasión, actúa además espoleada por el Gobierno, que ha solicitado la apertura de una investigación.



Todas las eléctricas están bajo la lupa, aunque los técnicos de la CNMC centran su atención en las centrales que marcaron los precios más altos, -las de gas- y en aquellas que más beneficio pudieron obtener, como las hidroeléctricas.

La lupa se centra, sobre todo, en Naturgy, la compañía con más centrales de ciclo combinado (gas) -7.427 MW instalados- y en Iberdrola, la generadora con más hidroeléctricas (164 instalaciones y 10.021 MW).

El análisis está en marcha y el propósito es claro: comprobar si han existido irregularidades en el proceso de ofertas **como retirar producción de instalaciones en puntos concretos y en momentos clave**; retener agua en los embalses de forma inhabitual; ofertar precios desorbitados para quedar fuera de casación hasta que lo demande el gestor del sistema (Red Eléctrica de España), etc.

Ninguna compañía se libra del escrutinio porque han sucedido hechos excepcionales, como que **Endesa y EDP resucitaran centrales térmicas de carbón**, en algún caso paradas hace un año.

Probar irregularidades no es una tarea fácil. Las pocas ocasiones en las que la CNMC ha llegado a **imponer multas a Iberdrola, Naturgy y Endesa** -años 2015 y 2019- **se ha estrellado con el muro legal de las compañías**.

Los 50 millones en multas aprobadas por Competencia están pendientes de recursos en la Audiencia Nacional. Esta ocasión no va a ser diferente. Las fuentes consultadas en las empresas, en la CNMC y en las asociaciones relacionadas con el negocio gasista coinciden en que es poco probable que la investigación solicitada a la CNMC por el Gobierno acabe en expediente y mucho menos en sanciones.

Los costes fijos

Con el **precio del gas por las nubes** debido a la demanda asiática y a los periódicos cortes en Argelia - el primer suministrador de gas a España- **las empresas, explica una fuente del sector, tienden a repercutir en sus precios no sólo el aumento de los precios del gas, sino también parte de sus costes fijos cuando hay ocasión. Y en enero la ha habido**. Hay una razón de peso: las centrales de ciclo combinado, necesarias para garantizar el suministro y el respaldo a las renovables, no son rentables. La consultora PWC ha puesto los números: El 70% de los ciclos combinados registran pérdidas operativas y se calcula que las pérdidas acumuladas adicionales del sector podrían alcanzar los 4.500 millones de euros hasta 2030.

No son rentables, pero sí indispensables porque, según los planes del Gobierno (PNIEC), la introducción progresiva de renovables requerirá del respaldo de, al menos, 30 GW de potencia firme. De ese total, el 80% provendrán de los ciclos combinados. **Una situación contradictoria que afecta, entre otras compañías, a la empresa con más intereses en el sector como es Naturgy**. La mitad de la generación del grupo en España en 2019 -más de 25.000 GWh- fueron en ciclos combinados.

La CNMC basa las pesquisas en cifras. Por eso no es casual que oriente la lupa sobre las áreas de producción que más influyen en un mercado muy sensible como es el eléctrico. Cuenta con experiencias previas. **En 2013, la CNMC investigó y posteriormente sancionó a Iberdrola con 25 millones** por su manejo de la oferta de las centrales hidráulicas de los ríos Duero, Sil y Tajo, entre el 30 de noviembre de 2013 y el 23 de diciembre de 2013. La acusación fue que retuvo agua para elevar los precios, algo que siempre ha negado la compañía.

Del embalse a la caja

Para Iberdrola, el control de los grandes embalses de España, es uno de los puntales del negocio y de los beneficios. **Se cumple un viejo dicho del sector eléctrico: “Del embalse a la caja”**. El presidente de la compañía Ignacio Sánchez Galán **lo destaca cuando tiene ocasión ante los inversores**. En la presentación de resultados de julio de 2020, Galán desveló dos de los tesoros que se ocultan en las cuentas de la compañía para asegurar inversiones y dividendos: la rentabilidad que aseguran los activos regulados -las redes- y la fuerte subida de las reservas de agua en España.

La compañía detalló que las reservas habían crecido el pasado año un 60% respecto a 2019, hasta los 7,6 TWh. **Es toda una garantía porque agua equivale a beneficios con un coste mínimo**. A diferencia de otro tipo de centrales (carbón, fuel o gas) las centrales hidroeléctricas son muy flexibles. Se pueden poner

en marcha rápidamente en caso de que el sistema lo necesite y están bien retribuidas. Teniendo en cuenta que utilizan un bien público por el que pagan muy poco y cobran el precio que marca la tecnología más cara en el mercado mayorista eléctrico, sin duda es un buen negocio.

El sector energético apuesta por una nueva era de estabilidad regulatoria.

Expansión.com, 19 de enero de 2021

La industria asume su papel en la recuperación económica con un gran interés de los inversores gracias a un marco jurídico más estable y una transición hacia la energía verde, que protagonizan las renovables.

Aunque los efectos de la pandemia se han hecho sentir en todos los sectores, el energético es uno de los que pueden hacer un balance más sólido. En 2020, se cerraron operaciones tan potentes como la venta de los proyectos fotovoltaicos de ACS en España a Galp y la compra de Viesgo por parte de EDP, ambas por encima de los 2.000 millones de euros.



El sector está llamado a ser uno de los pilares del crecimiento económico en los próximos años como protagonista de la transición energética. Los fondos europeos para la recuperación plantean un aliciente adicional para impulsar proyectos orientados a avanzar en este proceso, que gira en torno a las renovables.

Tras una década de vaivenes regulatorios en el mercado español,

"hoy nos encontramos en un escenario más ordenado y predecible, con instrumentos jurídicos más estables: vemos un sector maduro desde el punto de vista regulatorio y administrativo", considera Antonio Vázquez-Guillén, socio responsable del área de procesal y arbitraje y codirector de Allen & Overy en España. Estos nuevos cimientos incentivan la inversión y auguran una década prolífica para las renovables.

<p>José Julio Figueroa Director general legal de Acciona</p>	<p>Francisco Rodríguez López Dir. general de generación, regulación y relaciones institucionales de Viesgo</p>	<p>Daniel Machuca Resp. de financiación de proyectos de energía y renov. de Banco Santander España</p>
		
<p>👍👍 La estructura del sistema eléctrico será diferente en pocos años por la transformación tecnológica. La regulación debería adaptarse proactivamente"</p>	<p>👍👍 El marco regulatorio es aún muy incipiente, pero el regulador pretende que el actual sistema de subastas perdure en el tiempo"</p>	<p>👍👍 Transmitir la tranquilidad de que las reglas del juego se mantendrán durante los próximos años resulta clave para atraer la inversión en España"</p>

La estabilidad regulatoria es una condición esencial para que el sector aproveche esta oportunidad: "El marco regulatorio es aún muy incipiente, pero el regulador manifiesta la voluntad de que el actual sistema de subastas perdure en el tiempo", apunta Francisco Rodríguez López, director general de generación, regulación y relaciones institucionales de Viesgo. Al apartado jurídico se suman los avances desde el punto de vista político y tecnológico. Rodríguez López subraya que "hay consenso político nacional y europeo para impulsar la descarbonización y, además, la bajada de costes de las renovables ya permite ponerlas en competencia con las tecnologías convencionales".

En la misma línea, "transmitir la tranquilidad de que las reglas del juego se mantendrán durante los próximos años resulta clave para atraer la inversión en España", destaca Daniel Machuca, responsable de financiación de proyectos de energía y renovables de Banco Santander España. Hoy, la estabilidad económica del sistema y la evolución de la tecnología marcan la diferencia respecto al pasado. "Seguramente los precios que saldrán de las subastas serán muy competitivos y demostrarán que no hace falta ningún tipo de ayuda o subvención para promover proyectos renovables", asevera Machuca.

Las subastas no son la única vía en un mercado que ha visto cómo el uso de los PPA (Power Purchase Agreement) ha crecido de forma notable en los últimos años. Estos contratos de compraventa de energía a largo plazo representan una alternativa para la financiación de proyectos. "Llevamos muchos años familiarizados con el esquema de los PPA, sobre todo en jurisdicciones anglosajonas", señala José Julio Figueroa, director general legal de Acciona.

Además, el sector espera más cambios pronto. "La estructura del sistema eléctrico será muy diferente dentro de pocos años por la transformación tecnológica, y la regulación debería adaptarse proactivamente a esos cambios", indica Figueroa.

<p>Antonio Vázquez-Guillén Socio responsable del área de procesal y arbitraje y codirector de Allen & Overy</p>  <p>“Hoy nos encontramos en un escenario más ordenado y predecible, con instrumentos jurídicos más estables”</p>	<p>Ignacio Hornedo Socio de mercantil especializado en energía de Allen & Overy</p>  <p>“Con la ayuda del marco regulatorio, tenemos la percepción de que la actual tendencia continuará en los próximos años”</p>	<p>Vanessa Cuellas Asociada sénior de bancario y financiero especializada en energía de Allen & Overy</p>  <p>“La creciente sofisticación de los actores en el mercado empuja a que las medidas del legislador también sean cada vez más sofisticadas”</p>
---	---	---

En todo caso, los últimos grandes acuerdos muestran un mercado sólido capaz de atraer la inversión. "Sigue habiendo operaciones sobre activos operativos, pero se ha desarrollado un mercado -ya sofisticado- de fusiones y adquisiciones para proyectos en desarrollo", explica Ignacio Hornedo, socio de mercantil especializado en energía de Allen & Overy. "Con los menores costes y la ayuda del marco regulatorio, tenemos la percepción de que esta tendencia continuará en los próximos años", afirma Hornedo.

"La creciente sofisticación de los actores en el mercado empuja a que las medidas que adopta el legislador también sean cada vez más sofisticadas", plantea Vanessa Cuellas, asociada sénior de bancario y financiero especializada en energía de Allen & Overy. Cuellas concluye que la última década deja un aprendizaje claro:

"Es complicado que el Gobierno adopte medidas similares a las adoptadas en 2013, que suponen un ataque directo a inversiones preexistentes, porque ahora conoce las consecuencias negativas de hacerlo".

HACIA LA MADUREZ DE UN SECTOR MÁS REGULADO Y SOSTENIBLE

Los últimos tres lustros han sido turbulentos para el sector energético en España. Tras un lanzamiento de las renovables por todo lo alto en 2007, el Gobierno llevó a cabo una serie de recortes entre 2013 y 2014 que propiciaron una avalancha de arbitrajes interpuestos por inversores internacionales, que se sintieron damnificados. La inestabilidad legislativa disparó la desconfianza y frenó el desarrollo del sector. Ya en 2020, dos nuevos decretos ley trataron de ordenar el escenario para impulsar este tipo de proyectos. "Hoy existe un contexto jurídico mucho más favorable, que hace prever una década positiva para las renovables", indica Antonio Vázquez-Guillén, socio responsable del departamento de procesal y arbitraje y codirector de Allen & Overy.

El tirón del precio de la luz no lleva a los españoles a cambiar de compañía.

Vozpopuli, 18 de enero de 2021

Endesa, Iberdrola y Naturgy suministran el 81% de la energía consumida en los hogares españoles. Las comercializadoras independientes ganan cuota de mercado, pero muy poco a poco.

El precio de la luz en el mercado mayorista se ha disparado en medio de la borrasca Filomena.

El fuerte tirón del **precio de la luz** registrado en las últimas semanas en **España** no ha llevado a los consumidores a plantearse un cambio de compañía eléctrica, de una tradicional a otra independiente.

Comercializadoras como **Holaluz**, **Audax** o **Capital Energy** admiten que no han notado en los últimos días un mayor interés de clientes por cambiarse a sus empresas. "Esto todavía no es como cambiar de compañía telefónica", comentan.

Aunque en España hay **cerca de medio millar de comercializadoras** de energía, la mayor parte del mercado está en manos de un puñado de grandes grupos energéticos. Las empresas independientes han ido arañando cuota muy poco a poco, y con menos impulso en el ámbito doméstico que en el industrial.

El número de consumidores en el mercado minorista español asciende a 29,5 millones, de los que aproximadamente el 94% son domésticos

Ni siquiera el aumento del precio de la luz en los últimos días y el agrio debate político suscitado al respecto ha llevado a los consumidores a plantearse cambiar de empresa.



"Holaluz mantiene el ritmo habitual de llamadas", indican en la compañía fundada por **Ferran Nogué**, **Carlota Pi** y **Oriol Vila**. "Sus clientes no se ven afectados por la subida del precio de la luz porque ofrecen cuotas estables personalizadas; no se ha notado un incremento de llamadas o percibido mayor interés que en otros momentos de potenciales clientes", añaden.

"Ha habido un incremento de consultas poco significativo en relación con la subida de precios", admiten en Audax, la compañía de generación de energía eléctrica que emplea fuentes únicamente renovables, con un **valor en Bolsa cercano a los 1.000 millones** de euros.

Endesa, Iberdrola y Naturgy suministraban al cierre de 2019 el 81% del consumo doméstico

Tampoco han notado un aumento de llamadas o consultas en Capital Energy, la empresa controlada por **Jesús Martín Buezas**, que contempla inversiones de **10.000 millones** de euros en renovables en los próximos cinco años. "A no ser que se prolongara en el tiempo la situación de precios elevados no creemos que vayamos a tener mayor número de consultas", dicen.

Sólo en **EnergyGO**, la comercializadora de electricidad "100% verde" de la operadora **Yoigo**, informan de haber registrado un "incremento claro en la actividad comercial". Pero en la empresa señalan que se debe a que hace sólo un mes que se ha puesto en marcha, y que se está llevando a cabo ahora una campaña de publicidad.

Cambios poco rentables

"Probablemente la subida del precio de la luz de los últimos días se traslade a la factura de los hogares a un incremento poco sustancial", estima **Fernando Ferrando**, presidente de la **Fundación Renovables**. "Solo

por las comisiones cobradas con el cambio de compañía, el ahorro por cambiarse de empresa resulta poco rentable en un principio", explica.

Durante el primer trimestre de 2020, según los datos aportados por la CNMC, se recibieron 995.931 solicitudes de cambio

El número de consumidores en el mercado minorista español asciende a 29,5 millones, de los que aproximadamente el 94% son consumidores domésticos, con una potencia inferior a los 10kW. **Endesa, Iberdrola y Naturgy** suministraban al cierre de 2019 el 81% del consumo doméstico (el 83% un año antes).

A finales del primer trimestre de 2020, los últimos datos aportados por la **Comisión Nacional del Mercado de la Competencia (CNMC)**, las cinco grandes compañías tradicionales (las tres anteriores y **Repsol** y **EdP**) suministraban el 83,6% del total, y **los comercializadores independientes, el 16,4%** (tres años antes suministraban el 10,5%).

Entre las independientes, las que mayor cuota tenían a esa fecha eran **Cide HC Energía (2,1%), Fenie Energía (2,1%), Audax (1,1%)** y **Holaluz (1,1%)**.

De acuerdo con los datos de la CNMC, la tasa de cambio de comercializador en el mercado minorista español no alcanza ningún año el 11%. Incluso esa tasa se ha reducido en algunos ejercicios.

En 2019 fue de un 10,2% y en 2018 un 10,9%. Durante el primer trimestre de 2020, según los datos aportados por la CNMC, se recibieron **995.931 solicitudes de cambio** (un 2,6% más que en el trimestre anterior). Entre el 1 de abril de 2019 y el 31 de marzo de 2020, se observó una tasa global de cambio de comercializador del 10,5%, informa el organismo.

El Parlamento Europeo quiere que en 2026, como muy tarde, el cambio de comercializador no lleve más de 24 horas

"Un elevado porcentaje de cambio de comercializador **es de una gran empresa a otra**", apunta Fernando Ferrando, de la Fundación Renovables. "La gente se cambia la mayoría de las veces por insistencia de los comerciales, por una campaña de marketing", opina Ferrando, que ha sido director general de **Gamesa Energía** y también de Energías Renovables de **Endesa**.

El periodo de traslado de una empresa eléctrica a otra en España no es superior a ocho días para los pequeños consumidores.

El **Parlamento Europeo** modificó en junio de 2019 las normas comunes para el mercado interior de la electricidad estableciendo que el cambio de suministrador "se realizará en el plazo más breve posible", dando derecho al cambio en un plazo máximo de tres semanas a partir de la fecha de la solicitud.

El fuerte tirón del **precio de la luz** registrado en las últimas semanas en **España** no ha llevado a los consumidores a plantearse un cambio de compañía eléctrica, de una tradicional a otra independiente.

Comercializadoras como **Holaluz, Audax** o **Capital Energy** admiten que no han notado en los últimos días un mayor interés de clientes por cambiarse a sus empresas. "Esto todavía no es como cambiar de compañía telefónica", comentan.

Aunque en España hay **cerca de medio millar de comercializadoras** de energía, la mayor parte del mercado está en manos de un puñado de grandes grupos energéticos. Las empresas independientes han ido arañando cuota muy poco a poco, y con menos impulso en el ámbito doméstico que en el industrial.

El número de consumidores en el mercado minorista español asciende a 29,5 millones, de los que aproximadamente el 94% son domésticos

Ni siquiera el aumento del precio de la luz en los últimos días y el agrio debate político suscitado al respecto ha llevado a los consumidores a plantearse cambiar de empresa.

"Holaluz mantiene el ritmo habitual de llamadas", indican en la compañía fundada por **Ferran Nogué, Carlota Pi** y **Oriol Vila**. "Sus clientes no se ven afectados por la subida del precio de la luz porque

ofrecen cuotas estables personalizadas; no se ha notado un incremento de llamadas o percibido mayor interés que en otros momentos de potenciales clientes", añaden.

"Ha habido un incremento de consultas poco significativo en relación con la subida de precios", admiten en Audax, la compañía de generación de energía eléctrica que emplea fuentes únicamente renovables, con un **valor en Bolsa cercano a los 1.000 millones** de euros.

Endesa, Iberdrola y Naturgy suministraban al cierre de 2019 el 81% del consumo doméstico

Tampoco han notado un aumento de llamadas o consultas en Capital Energy, la empresa controlada por **Jesús Martín Buezas**, que contempla inversiones de **10.000 millones** de euros en renovables en los próximos cinco años. "A no ser que se prolongara en el tiempo la situación de precios elevados no creemos que vayamos a tener mayor número de consultas", dicen.

Sólo en **EnergyGO**, la comercializadora de electricidad "100% verde" de la operadora **Yoigo**, informan de haber registrado un "incremento claro en la actividad comercial". Pero en la empresa señalan que se debe a que hace sólo un mes que se ha puesto en marcha, y que se está llevando a cabo ahora una campaña de publicidad.

Cambios poco rentables

"Probablemente la subida del precio de la luz de los últimos días se traslade a la factura de los hogares a un incremento poco sustancial", estima **Fernando Ferrando**, presidente de la **Fundación Renovables**. "Solo por las comisiones cobradas con el cambio de compañía, el ahorro por cambiarse de empresa resulta poco rentable en un principio", explica.

Durante el primer trimestre de 2020, según los datos aportados por la CNMC, se recibieron 995.931 solicitudes de cambio

El número de consumidores en el mercado minorista español asciende a 29,5 millones, de los que aproximadamente el 94% son consumidores domésticos, con una potencia inferior a los 10kW. **Endesa, Iberdrola y Naturgy** suministraban al cierre de 2019 el 81% del consumo doméstico (el 83% un año antes).

A finales del primer trimestre de 2020, los últimos datos aportados por la **Comisión Nacional del Mercado de la Competencia (CNMC)**, las cinco grandes compañías tradicionales (las tres anteriores y **Repsol** y **EdP**) suministraban el 83,6% del total, y **los comercializadores independientes, el 16,4%** (tres años antes suministraban el 10,5%).

Entre las independientes, las que mayor cuota tenían a esa fecha eran **Cide HC Energía (2,1%), Fenie Energía (2,1%), Audax (1,1%)** y **Holaluz (1,1%)**.

De acuerdo con los datos de la CNMC, la tasa de cambio de comercializador en el mercado minorista español no alcanza ningún año el 11%. Incluso esa tasa se ha reducido en algunos ejercicios.

En 2019 fue de un 10,2% y en 2018 un 10,9%. Durante el primer trimestre de 2020, según los datos aportados por la CNMC, se recibieron **995.931 solicitudes de cambio** (un 2,6% más que en el trimestre anterior). Entre el 1 de abril de 2019 y el 31 de marzo de 2020, se observó una tasa global de cambio de comercializador del 10,5%, informa el organismo.

El Parlamento Europeo quiere que en 2026, como muy tarde, el cambio de comercializador no lleve más de 24 horas

"Un elevado porcentaje de cambio de comercializador **es de una gran empresa a otra**", apunta Fernando Ferrando, de la Fundación Renovables. "La gente se cambia la mayoría de las veces por insistencia de los comerciales, por una campaña de marketing", opina Ferrando, que ha sido director general de **Gamesa Energía** y también de Energías Renovables de **Endesa**.

El periodo de traslado de una empresa eléctrica a otra en España no es superior a ocho días para los pequeños consumidores.

El **Parlamento Europeo** modificó en junio de 2019 las normas comunes para el mercado interior de la electricidad estableciendo que el cambio de suministrador "se realizará en el plazo más breve posible", dando derecho al cambio en un plazo máximo de tres semanas a partir de la fecha de la solicitud.

A más tardar en 2026, dice la UE, los procesos técnicos de cambio de suministrador **no podrán durar más de veinticuatro horas**, y serán posibles cualquier día laborable. Los Estados deben garantizar que a los clientes domésticos, al menos, no se les aplique ninguna tasa relacionada con el cambio.

Las claves eléctricas: gas, CNMC y Castor.

Elconfidencial.com, 20 de enero de 2021

La razón de la evolución de los precios eléctricos se encuentra en los precios del gas natural, cuyo comportamiento diferencial con otros países pone de manifiesto problemas estructurales.



El pasado viernes 8 de enero, el **precio del mercado diario eléctrico se disparó** hasta los 95 euros por megavatio hora (MWh). Durante los cinco días laborables de la semana pasada, el precio se mantuvo por término medio **por encima de 84 euros por MWh**. Anteayer, día 18, el precio se situaba por encima de los 82 euros. El año pasado, el **pico de consumo diario también se produjo en enero**. El precio subió, pero solo hasta los 54 euros por MWh. Fue el precio medio diario más alto de todo 2020. El episodio de precios altos se mantuvo durante dos días, bastantes menos que en este enero de 2021.

Cada vez que se produce un episodio similar, el primer culpable puesto en la picota es el **principio marginalista que rige en el mercado eléctrico**: el precio del mercado es el ofertado por la última central que es necesario poner en marcha para abastecer el mercado. Ese último precio se paga por igual a todas las centrales que han abastecido el mercado, con independencia del precio que hayan ofertado. Conviene destacar que esta organización del mercado **no es una originalidad española**, ni un capricho del PP, que lo introdujo en la ley eléctrica de 1997. La **regulación de la Comisión Europea 2015/1222 del 24 de julio de 2015**, en la que se establecen los criterios generales sobre asignación de capacidad de generación eléctrica, establece en su artículo 38 (b) que el algoritmo de fijación de precios en el mercado "debe usar el principio marginal según el cual todas las ofertas aceptadas tendrán el mismo precio por zona geográfica y unidad de tiempo".

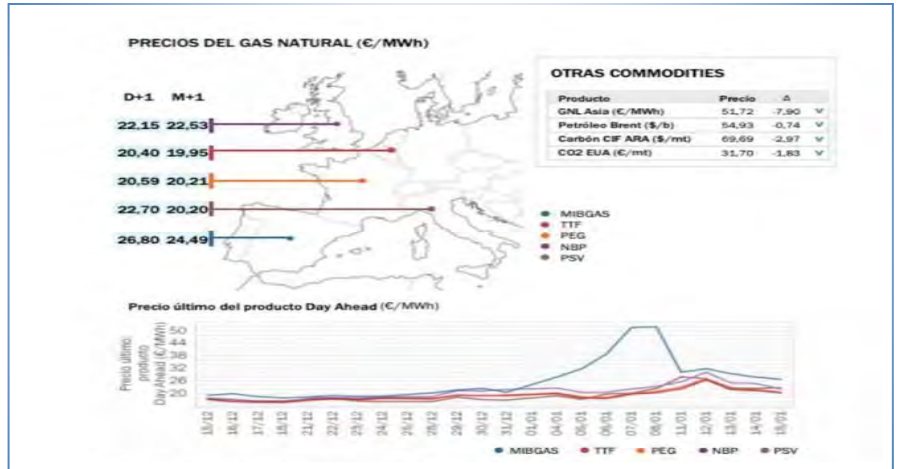
Este criterio europeo **se asienta en principios de teoría económica**, cuyo debate puede ser atractivo, pero trasciende los objetivos de este artículo. Por otra parte, el mercado marginal estaba vigente el año pasado y este, por lo que su existencia no contribuye a explicar la diferencia entre 2020 y 2021.

Hay **dos factores** que contribuyen de forma parcial a explicar la subida de precios. El **pico de consumo en enero** del año pasado fue de 40.423 MW, mientras que este año ha sido de 42.225 MW. Un incremento del 4,5% justifica que los precios se muevan al alza, pero no la diferencia descrita. Segundo factor: toda la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles está sujeta a la necesidad de contar con **derechos de emisión de CO₂**, cuyo precio crece, sobre todo, porque el diseño europeo del mercado de derechos de emisión así lo pretende.

En enero de 2020, el precio de los derechos era 24,75 euros por tonelada. Hasta el momento, el precio medio en enero de 2021 es de 33,68 euros. Supuesta una emisión media de 0,55 kilos de CO₂ por kWh generado con gas natural y que es precisamente la generación con este combustible la que marca precio en el mercado marginal, los derechos europeos de emisión han encarecido el precio de nuestra electricidad en unos cinco euros por MWh.

La verdadera razón de la evolución de los precios eléctricos se encuentra en los **precios del gas natural**, cuyo comportamiento diferencial con otros países europeos pone de manifiesto problemas estructurales que es necesario abordar.

El gráfico anterior muestra la **cotización del gas natural** en el mercado 'spot' en diferentes mercados europeos el pasado 15 de enero, tanto para la entrega el día siguiente, como el mes siguiente. Nuestro precio es con claridad el más alto.



En la parte inferior, se observa la evolución durante los 30 días que terminan el 15 de enero. Aunque en nuestro caso las transacciones efectuadas en este mercado supusieron en enero de 2021 un 22-23% del volumen total del mismo y por tanto no puede decirse que su representatividad sea absoluta, sí cabe concluir que tenemos un problema serio. Nuestro precio alcanza los 50 euros por MWh y, durante algunos días, **llega a doblar el del resto de mercados europeos**.

La **falta de conexión significativa con Francia** hace que nuestro mercado funcione aislado, con Argelia como único suministrador relevante por tubería.

En enero de 2019, la **CNMC** informó negativamente sobre la ampliación de nuestra conexión gasista con Francia. Resultó difícil de entender entonces, y hoy, a la luz de los datos de nuestro mercado de gas, absolutamente incomprensible.

La progresiva **internacionalización del mercado del gas natural licuado (GNL)** hace que el precio del mercado asiático sea cada vez más representativo para nosotros. España fue en 2019 el sexto importador mundial de GNL, detrás de Japón, China, Corea del Sur, India y Taiwán. Cuando el precio en Asia sube, los operadores españoles empiezan a **tirar de existencias**, cuando no a desviar cargamentos hacia un mercado que permite ganar más. En noviembre de 2020, el gas natural almacenado en España se había reducido un 17% respecto al mismo mes del año anterior.

La tendencia se ha debido mantener hasta que en enero ha sido imprescindible comprar, y pagar lo que fuera menester. La solución es ampliar la capacidad de almacenamiento para aprovechar coyunturas de precio favorables. A ello respondía el **proyecto Castor**, cuya arriesgada concepción técnica ha acabado en absoluto fracaso y en el oprobio administrativo de **asumir el Estado los costes del fiasco**. Se trataba de inyectar gas en un antiguo yacimiento de crudo pesado, cuyo cierre natural era una falla. El gas se inyectaba a una presión superior a la existente en el yacimiento al inicio de su explotación. El resto son los movimientos sísmicos en las costas de Castellón y Tarragona y el cierre del proyecto.

Según avancemos en la imprescindible **transición energética**, el papel del gas natural será más importante. En la medida en que no contemos con una infraestructura de almacenamiento de **energía eléctrica** a corto, medio y largo plazo, la electricidad generada con gas natural será el ajuste imprescindible a las intermitencias de la generación renovable. Más aún cuando empezamos a reducir la generación nuclear.

Si no se amplía la conexión con Francia, no se amplía la capacidad de almacenamiento de gas, no se impulsa el tamaño del mercado 'spot' y del mercado de futuros, veremos que episodios de precios eléctricos como el que estamos viviendo se repiten con mayor asiduidad. La progresiva sofisticación del mercado eléctrico, con contratos bilaterales a plazo, mercado de futuros financieros, agregadores de demanda y comercializadoras, permitirá reducir el impacto de estas subidas bruscas, pero el fondo de la cuestión seguirá siendo un mercado de gas necesitado de **más competencia entre fuentes alternativas de gas**.

Si no se amplía la conexión con Francia, no se amplía la capacidad de almacenamiento de gas, no se impulsa el tamaño del mercado 'spot' y del mercado de futuros, veremos que episodios de precios eléctricos como el que estamos viviendo se repiten con mayor asiduidad. La progresiva sofisticación del mercado eléctrico, con contratos bilaterales a plazo, mercado de futuros financieros, agregadores de demanda y comercializadoras, permitirá reducir el impacto de estas subidas bruscas, pero el fondo de la cuestión seguirá siendo un mercado de gas necesitado de **más competencia entre fuentes alternativas de gas**.

Endesa reabre la central térmica de Carboneras para cubrir la demanda causada por «Filomena»

- Tras un año clausurada, la ola de frío ha disparado las necesidades energéticas y obligado a reutilizar esta instalación

ABCdesevilla, 20 de enero de 2021



La central térmica de Carboneras en Almería llevaba un año cerrada - Ideal

Endesa ha reanudado esta semana actividad en la central térmica Litoral, en Carboneras (Almería), a petición de Red Eléctrica Española (REE) para cubrir la demanda derivada de la extrema bajada de las temperaturas por el paso de la borrasca «Filomena», que la ha «disparado».

La central, que cesó hace un año, ha puesto en marcha los grupos 1 y 2, y ha recuperado para la puesta en servicio de forma temporal a cinco de los trabajadores de la plantilla que tuvieron que ser reubicados en otras

instalaciones tras el cierre, según han informado a Europa Press fuentes de la compañía.

De acuerdo con las previsiones que hace diariamente REE y los cálculos de la demanda, que pueden variar en horas o en días, la central térmica Litoral de Endesa **estará funcionando durante toda esta semana** tras arrancar el lunes.

El operador del sistema ha demandado la reactivación de la planta al comprobar que **las energías renovables y nuclear**, lo que se conoce en el sector como «mix de generación», no eran suficientes para poder abastecer el incremento de la demanda, por lo que ha habido que recurrir a los ciclos combinados y, en última instancia, a la térmica tras el gas.

La demanda, que ha crecido notablemente como consecuencia de la **ola de frío**, entraba dentro de las previsiones llevadas a cabo por Red Eléctrica que para este invierno había estimado superar los 42.000 MW, tal como se produjo el 8 de enero.

La demanda peninsular de electricidad ascendió en esa semana a 5.295 gigavatios hora (GWh), lo que representa un incremento del 15,09 por ciento con respecto a la semana anterior y un 5,48 por ciento más que en la misma semana de 2020, según datos de Red Eléctrica de España (REE).



desde 1977,
manteniendo
nuestra esencia

Sindicato
Independiente
de la Energía



Nos importan las PERSONAS
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Seguridad, Desarrollo, ...

Creemos en la NEGOCIACIÓN
Formación, Salario, Jornada, Competencias, Propuestas, Alternativas, ...

Trabajamos por UN FUTURO MEJOR
Empleo, Trabajo, Protección, Pensiones, Soluciones, Garantías...

SIE- SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO