

# EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO VENCE AL CORONAVIRUS

El sector crece un 22% y alcanza los 600 MW  
instalados en el año de los confinamientos

ELECTRICIDAD

**EL SECTOR DEL FRÍO,  
LISTO ANTE EL RETO DE  
CONSERVAR LAS VACUNAS  
CONTRA EL COVID-19**





Actualidad | P6

## El nuevo recibo de la luz obliga a las eléctricas a adaptar sus sistemas

Llevan meses trabajando reprogramando los contadores y adaptando sus sistemas informáticos para trasladar la nueva normativa a las facturas de luz de sus clientes.



Gas | P36

## El precio del gas se recupera tras el paso de Filomena

El precio diario en MibGas alcanzó la cifra récord de 52 €/MWh el 8 de enero, duplicando las cifras registradas en el resto de *hubs* europeos.



Electricidad | P18

## El reto de conservar las vacunas del Covid-19

El sector de la refrigeración en España quiere crear una infraestructura adecuada para la conservación de las vacunas.

Eficiencia | P26

## El autoconsumo bate récord en España: 596 nuevos MW instalados en 2020

La potencia instalada el pasado año supera en 137 MW a la instalada en 2019, lo que supone una potencia total acumulada de 1,5 GW.



Entrevista | P44

## Joan Batalla, presidente de Sedigás

“Hay otras vías, como las concesiones hidráulicas, para pagar las renovables”.

Carburantes | P32

## La descarbonización del transporte pesado necesita más apoyos públicos

El transporte de mercancías en España, que ya supone un tercio de las emisiones, representará el 50% de las emisiones contaminantes en 2030.

Edita: Editorial Ecoprensa S.A.

Presidente Editor: Gregorio Peña. Vicepresidente: Raúl Beyruti Sánchez. Director General Comercial: Juan Ramón Rodríguez. Directora de Relaciones Institucionales: Pilar Rodríguez. Director de Comunicación: Juan Carlos Serrano.

Director de elEconomista: Amador G. Ayora

Coordinadora de Revistas Digitales: Virginia Gonzalvo Director de elEconomista Energía: Rubén Esteller

Diseño: Pedro Vicente y Alba Cárdenas Fotografía: Pepo García Infografía: Clemente Ortega Redacción: Concha Raso



## El autoconsumo fotovoltaico vence al coronavirus y logra crecer

**E**l autoconsumo ha logrado vencer a la pandemia. A pesar de las dificultades que ha provocado el coronavirus a todos los niveles, la generación distribuida en España ha conseguido más que salvar los muebles en 2020. Según datos aportados por UNEF, el pasado año se han instalado en nuestro país casi 600 MW, superando así la cifra de potencia instalada en 2019 (459 MW), lo que lleva a una potencia total acumulada superior a 1,5 GW.

La cifra de nueva potencia instalada está en línea de lo que el sector estimaba que se podían llegar a implantar anualmente en nuestro país en los próximos años, a tenor de la amplia cantidad de proyectos en desarrollo y de la puesta en marcha del nuevo esquema de autoconsumo en España -recogido en el RD 244/2019, de 5 de abril-que entró en vigor el pasado 1 de marzo, y que permite a los autoconsumidores verter oficialmente a la red los excedentes que producen sus instalaciones y ser compensados por ellos, así como el autoconsumo colectivo.

■ **Las comercializadoras se están lanzando a ofrecer autoconsumo como un sistema de fidelización de clientes a largo plazo**

José Donoso, director general de UNEF, define 2020 como un "año atípico". Afirmo que el impacto del Covid, en un principio, "fue muy grande", ya que durante los meses de confinamiento se produjo un parón que llevó a un retraso en los proyectos. A partir de mayo-junio, "el sector volvió poco a poco a la actividad, pero de manera desigual".

■ La parálisis ha sido casi total a nivel grandes empresas y del todo en el sector servicios -restaurantes, hoteles, etc.-, ya que al ser uno de los más afectados, ha sido el que peores cifras ha arrojado. En el terreno de las pymes la situación ha sido irregular, con un descenso en el número de proyectos en 2020, cuya evolución ha dependido de cómo ha afectado la pandemia a cada una de las empresas. En esta línea, nos encontramos con proyectos firmados que se han cancelado, otros que se han pospuesto y otros que sí se han llevado a cabo.

Con la nueva situación, y en plena tercera ola aunque con los confinamientos muchos más suaves, existe un buen número de empresas que se preparan para crecer en autoconsumo, como por ejemplo Mercadona, y otras como es el caso de Ikea y Contigo Energía que se preparan para iniciar un camino de alto crecimiento juntas.

El autoconsumo ha llegado para quedarse. Las empresas han abierto ya una batalla por el mercado y las comercializadoras están entrando con mucha fuerza a ofrecer este producto a sus clientes como un sistema de fidelización de los mismos para el largo plazo.

### EL ILUMINADO



**Jorge González Cortés**  
Presidente de Contigo Energía

La compañía del grupo Gesternova ha alcanzado un acuerdo con Ikea para comercializar autoconsumo en nuestro país. El proyecto, que se espera que arranque en las próximas semanas, supone un salto para la empresa que dirige González Cortés.

### EL APAGÓN



**Pablo Iglesias**  
Vicepresidente de Asuntos Sociales

El vicepresidente de Asuntos Sociales insiste en las bondades de una eléctrica pública, pero en las experiencias que hay en nuestro país, los precios que ofrecen empresas como Barcelona Energía no consiguen estar entre los más económicos.

4

**Evento:** Cuestiones prácticas del DL 14/2020 de EERR de la C. Valenciana.

**Organiza:**  
Appa Renovables.

**Lugar:**  
Online.

**Contacto:**  
<https://www.appa.es>

4

**Evento:**  
La Eólica y sus Mercados.

**Organiza:**  
AEE.

**Lugar:**  
Online.

**Contacto:**  
<https://www.aeolica.org>

9

**Evento:**  
Curso. Derecho: Redes de Energía.

**Organiza:**  
Club Español de la Energía.

**Lugar:**  
*Presencial u Online.*

**Contacto:**  
<https://www.enerclub.es>

10

**Evento:**  
Transición Energética Post-Covid.

**Organiza:**  
IESE Business School.

**Lugar:**  
*Online.*

**Contacto:**  
<https://industrymeetings.iese.edu/es/meeting/18-energy/#program>

11

**Evento:**  
Madrid Summit 2021.

**Organiza:** Empresas por la Movilidad Sostenible. Retransmitido por EFE.

**Lugar:**  
*Online.*

**Contacto:**  
<https://www.movilidadesostenible.com.es/summit-2021>

24

**Evento:**  
ChemTECH World.IE.

**Organiza:**  
Fundación ChemTECH.

**Lugar:**  
*Online.*

**Contacto:**  
<https://chemtech-online.com>





ALDRO ENERGÍA | Luz, Gas, Mantenimientos  
y Soluciones de eficiencia

## Somos tu **energía**, nos **adaptamos** a ti



**Ahorro**  
Te ayudamos a  
optimizar tu  
consumo



**Asesoramiento  
técnico**  
Desarrollamos la  
solución más  
eficiente para tu  
empresa



**Financiación  
flexible**  
Adaptada a las  
necesidades de  
tu proyecto



**Soporte**  
Atención 24 horas  
con nuestro servicio  
de mantenimiento



LLÁMANOS  
**900 37 37 68**  
aldroenergia.com



# El nuevo recibo de la luz obliga a las eléctricas a adaptar sus sistemas

Comercializadoras y distribuidoras llevan meses trabajando en la reprogramación de los contadores y adaptando sus sistemas informáticos para poder trasladar la nueva normativa a las facturas de electricidad de sus clientes

Concha Raso. Fotos: iStock

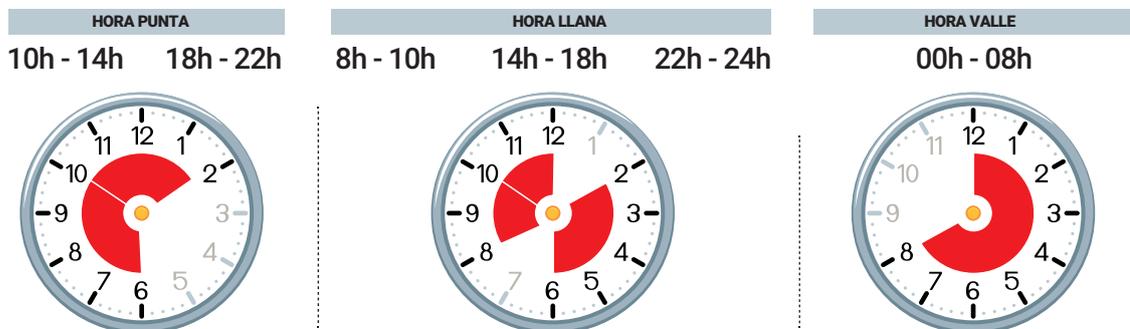
**E**l recibo de la luz va a experimentar un cambio importante. Con la reforma de la tarifa eléctrica que el Gobierno está ultimando para su entrada en vigor, previsiblemente, a partir del 1 de abril, los consumidores domésticos pagarán más o menos por la electricidad según la hora del día en que realicen sus consumos.

Estos cambios están incluidos en la nueva Circular sobre los peajes de distribución y transporte de la CNMC, que unifica todos los peajes en uno solo pa-



## La nueva tarifa eléctrica

Periodos horarios de la Península, Baleares y Canarias



Periodos horarios de Ceuta y Melilla



Fuente: CNMC.

elEconomista

ra todos los consumidores domésticos y pymes con una potencia contratada inferior a 15 kW. Su aplicación será efectiva cuando el Ministerio que encabeza Teresa Ribera, publique los nuevos cargos que se aplicarán en la factura.

La nueva estructura del recibo introduce la discriminación horaria en todos los peajes y supone una revisión y simplificación de los periodos horarios. Con el nuevo recibo, los clientes domésticos podrán contratar varias potencias y aprovechar más los tres periodos horarios de las tarifas.

La primera franja horaria, denominada hora punta, será la más cara e irá entre las 10 de la mañana y las 14 horas del mediodía y entre las 18 y las 22 horas de la tarde/noche. La segunda, denominada hora llana, tendrá un precio medio y comprenderá desde las 8 a las 10 de la mañana; desde las 14 del mediodía a las 18 horas de la tarde; y desde las 22 a las 24 horas de la noche. El tercer tramo, denominado hora valle, será el más barato, y comprenderá entre las 24 horas de la noche y las 8 de la mañana. Los fines de semana y festivos todas las horas serán valle.

A los clientes con tarifa regulada (PVPC), se les aplicará automáticamente los nuevos periodos de discriminación horaria, mientras que los que estén en el mercado libre deberán estudiar las ofertas con su compañía eléctrica.

Con esta metodología, se va a cumplir con la exigencia comunitaria de diferenciar entre los peajes, destinados a financiar el coste de las redes de transporte y distribución de electricidad; y los cargos, destinados a cubrir costes regulados del sistema eléctrico que no están relacionados con las redes, sino con decisiones de política energética, "lo que dotará al sistema eléctrico de una mayor transparencia en beneficio de los consumidores, que ahora tendrán un detalle exacto del destino de los pagos en su factura", afirman desde la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelēc).

La patronal que preside Marina Serrano tiene claro que, gracias al completo despliegue de los contadores inteligentes entre los consumidores, "es posible un mayor control de estos sobre su consumo de energía y la implementación de tarifas que permitan al consumidor ser más activo, ya que el contador inteligente nos permite disponer de una lectura de nuestro consumo de una forma exacta por periodos y horas".

Esta mayor capacidad de medición, unida al nuevo diseño de los peajes y cargos que tendrá tres periodos, explican desde la asociación, "proporciona a los consumidores señales de precios de potencia y energía distintas por franjas horarias, lo que les permite optimizar los términos de potencia contratada y energía consumida en cada periodo tarifario".

## El recibo de la luz en España será más barato que en Alemania

La ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, ha vaticinado que la entrada masiva de renovables al sistema, provocará que los precios del mercado energético español en 2022 y 2023, estén por debajo de otros tradicionalmente más baratos, como el alemán o el francés.

Por otro lado, Ribera ha cifrado entre 4 y 10 euros la subida de la factura de la luz para los 10,7 millones de consumidores acogidos a la tarifa regulada (PVPC), como consecuencia de la excepcional situación provocada por la borrasca Filomena y la ola de frío. Asimismo, ha adelantado que el precio de la electricidad bajará, previendo un descenso para el mes de febrero del 37% con respecto a los niveles alcanzados durante la borrasca y del 45% para el segundo trimestre.

Recordemos que el precio de la electricidad en el mercado mayorista español alcanzó máximos históricos el pasado 8 de enero, hasta los 94,99 €/MWh, debido a la elevada demanda por la ola de frío, la subida del precio del gas y del CO2. En la primera quincena de enero, el precio medio se ha situado en 72 €/MWh. Está previsto que la última semana de este mes, el precio ronde los 50 €/MWh de media.

Los consumidores eléctricos, añaden desde aelēc, “podrán trasladar su consumo a los periodos de precios más bajos y beneficiarse de ahorros que les inducirán a aprovecharse de las ventajas que ofrecen tecnologías como los vehículos eléctricos o las bombas de calor, desplazando los consumos energéticos basados en combustibles fósiles e impulsando la electrificación y la descarbonización”.

### Las eléctricas se preparan

Las comercializadoras y distribuidoras llevan meses trabajando en la reprogramación de los contadores y adaptando sus sistemas informáticos para que todo esté listo antes de que se cumpla la fecha límite y poder trasladar la nueva normativa a las facturas de electricidad de sus clientes.

En el caso de Iberdrola, esto supondrá reprogramar los 11 millones de equipos de medida instalados antes de la entrada en vigor de las nuevas tarifas. En la mayoría de casos la programación será remota. También será necesario realizar un cierre de facturación el 31 de marzo, por lo que cada cliente tendrá dos facturas en el mes de abril.

La aplicación de la nueva metodología y los cambios de tarifas exige también cambios profundos en los sistemas de las distribuidoras. En i-DE -distribuidora de Iberdrola-, además de las labores de adecuación de los sistemas, “vamos a desplegar un plan que incluirá formación a nuestros propios empleados y agentes de *call center*, adaptación de nuestros canales digitales, comunicaciones directas a los clientes e interacción intensa con colectivos que representan a los clientes como asociaciones de consumidores u OMICs”.

Por su parte, Endesa, tal y como viene haciendo habitualmente, seguirá asesorando a sus clientes y “estaremos a su disposición para facilitar la implantación de todos estos cambios, que serán de aplicación directa a los clientes en mercado regulado, mientras que para los clientes de mercado libre se crearán productos que recojan el nuevo esquema de peajes y precios, combinándolos con esquemas de productos más sencillos como *Única* o *Happy*, para que puedan elegir según sus necesidades”.

Además de adaptar todos sus sistemas y procesos internos, desde Repsol trabajan en un plan de comunicación que permita a los más de 870.000 clientes de luz a los que suministran actualmente, conocer todas las novedades con la intención de “simplificar la vida de nuestros clientes, ofreciendo distintas opciones de producto cada vez más personalizados”. Sin embargo, no a todos los clientes les afectará por igual. A los de mercado regulado (220.000 de los 870.000), el cambio les afectará directamente, tal y como hemos comentado anteriormente.

### Los consumidores podrán trasladar su consumo a los periodos de precios más bajos

Como principal novedad, Repsol está desarrollando un producto especial para sus clientes de mercado libre -residencial y pymes-, que se adecua a la nueva estructura de peajes. Tendrán dos opciones: cambiarse al nuevo producto, teniendo tres precios distintos de energía y dos de potencia según la hora en que consuman; o mantener el que tienen actualmente y seguir pagando el mismo precio en todas las horas del día, reflejándose en su factura los nuevos costes derivados del cambio regulatorio. Con esta nueva estructura, indican desde la energética, “el cliente que se adhiera al nuevo producto podrá ahorrar si reduce su consumo en las horas punta y lo traslada a las horas valle”.



# APPA

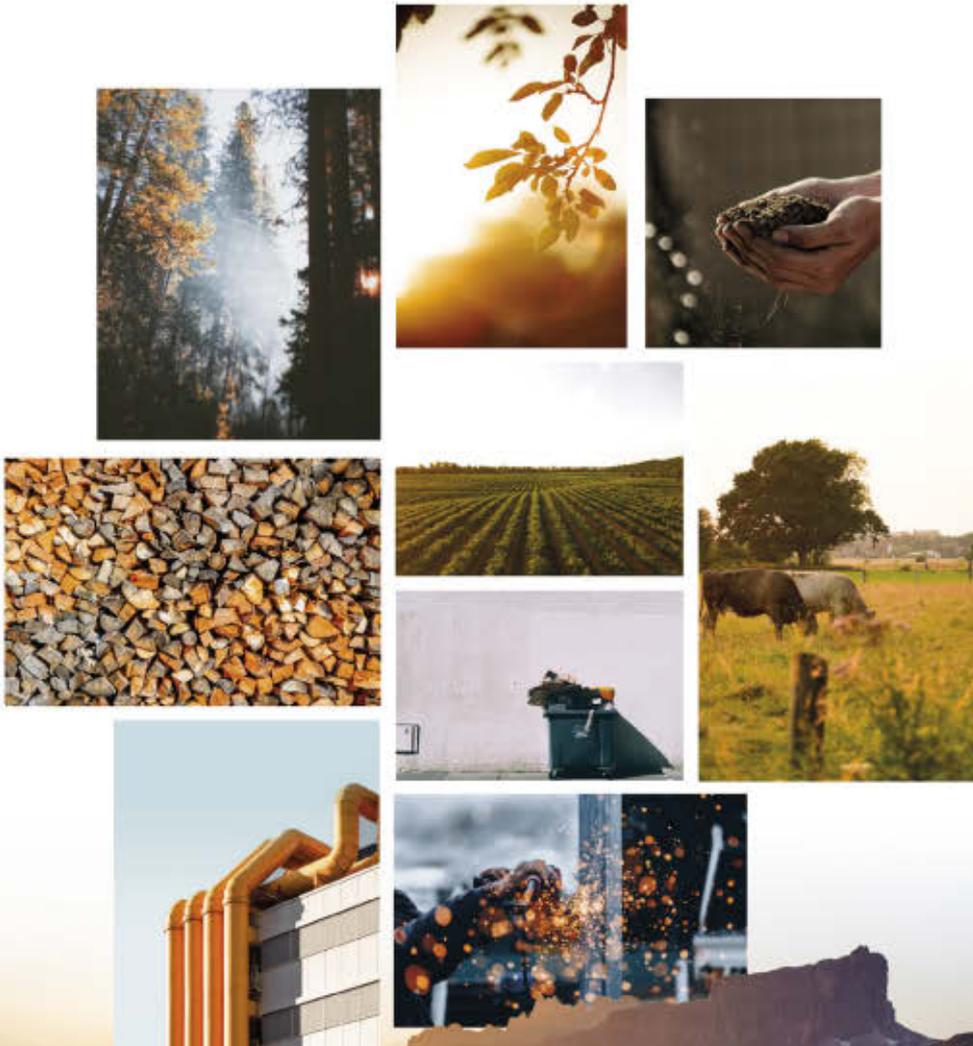
## BIOMASA

ENERGÍA RENOVABLE GESTIONABLE

CREACIÓN DE EMPLEO

ESPAÑA VACIADA

TRANSICIÓN JUSTA



Desde APPA Biomasa, llevamos más de 15 años defendiendo un marco regulatorio adecuado que nos permita alcanzar un futuro más sostenible gracias a la biomasa eléctrica y térmica, el biogás y los residuos renovables. Únete a nosotros, entra en

[www.appa.es/appa-biomasa](http://www.appa.es/appa-biomasa)

y averigua todo lo que podemos hacer por ti. ¡Te esperamos!



[biomasa@appa.es](mailto:biomasa@appa.es)

91 400 96 91

# Capital Energy y X-Elio, las grandes ganadoras en la subasta de renovables

La subasta, celebrada el pasado 26 de enero, ha marcado un mínimo para la energía fotovoltaica en España de 14,89 euros por MWh obtenido por Ignis Desarrollo para una planta de 30 MW. Endesa ha logrado el precio máximo, de 28,9 euros por MWh, para otra planta solar de 50 MW.

R. Esteller / T. Díaz / C. Raso



Parque eólico. iStock

**C**apital Energy y X-Elio se han convertido en las grandes ganadoras de la subasta de renovables celebrada el pasado 26 de enero. La compañía de Jesús Martín Buezas ha conseguido llevarse 620 MW eólicos, lo que supone un 60% de los 998 MW adjudicados, mientras que X-Elio ha logrado 315 MW solares, cerca del 15% de los 2.036 MW adjudicados.

Entre las compañías que no lograron resultar adjudicatarias figuran Repsol, que considera que los precios no se adaptan a los criterios de rentabilidad, y el ganador de la anterior convocatoria, Forestalia, que se ha quedado fuera en esta ocasión.

En total, el Gobierno ha adjudicado una potencia de 3.034 MW a precios un 43% por debajo de la estimación del mercado, concretamente a un promedio de 24,47 €/MWh para la fotovoltaica y de 25,31 €/MWh para la eólica.

A la subasta han concurrido un total de 84 empresas, que han puesto sobre la mesa ofertas por 9.700 MW, en la que, finalmente, han resultado adjudicatarias un total de 32 compañías.

Según las previsiones del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), la instalación de toda esta capacidad permitirá movilizar 2.100 millones de euros de inversión y generará 27.000 empleos.

Por lo que respecta a la eólica, el resultado definitivo de mayor a menor potencia adjudicada es el siguiente: Capital Energy ha conseguido 620 MW en 27 bloques (cuatro de ellos de 1 kW), Greenalia se ha hecho con 134 MW en dos bloques. Le siguen Elawan (antigua Gestamp Wind) con 105 MW adjudicados en tres bloques, EDPR con 45 MW en un bloque, Enerfín con 40 MW en 6 bloques, Naturgy con 38 MW en un bloque y, finalmente, Eurus con 14 MW en dos bloques.

En la parte que corresponde a la fotovoltaica, el reparto ha recaído en un mayor número de empresas. La que más potencia se ha adjudicado ha sido X-Elio con 315 MW, seguida de los 243 MW de



Parque fotovoltaico. eE

Iberdrola, los 197 MW de Naturgy, los 180 MW de Solaria y los 175 MW de Elawan. La alemana IB Vogt ha conseguido 150 MW, Grupo Ignis 125 MW y Acciona 106 MW.

Por debajo de los 100 MW están empresas como EDPR con cerca de 99 MW, Hanwha Energy con 86 MW, seguida de los 85 MW de Engie, los 81 MW de Akuo Renovables y los 50 MW de Endesa.

El resto de empresas, entre las que se encuentran Dominion Energy, Falck Renewables, Ríos Renovables, Q-Energy, Canadian Solar y Light Source BP, entre otras, han sido adjudicatarias de menos de 50 MW cada una.

#### Precios mínimos y máximos

La subasta de renovables ha marcado un mínimo para la energía fotovoltaica en España de 14,89 €/MWh obtenido por el Grupo Ignis para una planta de 30 MW -una cuarta parte de los 59,77 €/MWh que registraba el mercado mayorista el pasado 27 de enero-. Esta misma compañía ha obtenido el siguiente precio más bajo, de 18,73 €/MWh, para otra instalación solar de 45 MW de potencia. El siguiente precio mínimo es para X-Elio, con 19,8 €/MWh para dos plantas igualmente solares de 19,8 MW y 75 MW.

Los precios máximos de la fotovoltaica, los que más ingresos aportan a las empresas, son para Endesa,

con 28,9 €/MWh para una planta de 50 MW, que también es el más alto de toda la subasta. A continuación está la navarra Ríos Renovables, con 28,74 €/MWh para una planta pequeña de 5 MW, sucedida a su vez por los 27,89 €/MWh obtenidos por Elawan para 35 MW.

En el caso de la eólica, el precio mínimo lo ha protagonizado Enerfín, con 20 €/MWh para dos instalaciones de 10 MW, seguida por Elawan, con 22,85

# 5

**Euros de ahorro anual de la puja que la ministra Ribera estima para el consumidor doméstico**

€/MWh para un parque de 35 MW, y por Capital Energy, con 23,86 €/MWh para 180 MW.

El precio máximo en la tecnología del viento es para Greenalia, con 28,89 €/MWh para 25 MW, sucedida por los 28,66 €/MWh de Green Capital (Capital Energy) para un miniparque de 1 MW de potencia, y por Naturgy, con 28,63 €/MWh para 37,9 MW.

El récord mínimo alcanzado en España es superior al fijado por las subastas de Portugal del pasado mes de agosto, de 11,14 €/MWh, pero no son comparables, puesto que la puja lusa tenía unas caracte-

terísticas distintas a la española y estaba ligada a los derechos de acceso a las redes.

Entre las grandes firmas, EDPR ha obtenido precios de 18,99 €/MWh para un parque de 31,9 MW a 27,01 €/MWh para 25,8 MW en el caso de la tecnología fotovoltaica. En el caso de la eólica, se ha adjudicado 24,99 €/MWh para 45 MW.

Endesa, por medio de Enel Green Power, ha conseguido el citado precio máximo de 28,9 €/MWh para 50 MW solares, mientras que Naturgy, además del referido en eólica, ha obtenido precios para la fotovoltaica de 23,45 €/MWh -para 125 MW- a 25,68 €/MWh para 41,6 MW.

Iberdrola, que competía con la sociedad Ibernova Promociones, se ha adjudicado varios lotes fotovoltaicos que suman 243 MW, con precios de 22,87 a 23,87 €/MWh.

El Ministerio que encabeza la ministra Ribera, ya está trabajando en la próxima subasta, que incluirá cupos específicos para la biomasa y la solar termoeléctrica. Originalmente, se pensaba incluir un cupo para la biomasa en esta subasta, pero al final se decidió aplazar al objeto de que se desarrollen proyec-

**El precio mínimo marcado por la FV en España ha sido de 14,89 €/MWh obtenido por Ignis**

tos mayores, con más economías de escala. Ahora se plantea que haya cupo para la biomasa cada dos años.

#### Ahorro en el recibo

Según el MITECO, la subasta repercutirá en el consumidor con una rebaja en los precios de cerca de 5 euros al año, es decir, una cifra similar a lo que ha supuesto el incremento de la luz provocado por la borrasca *Filomena*.

El descenso del precio del mercado también beneficiará a los consumidores industriales, cuya factura eléctrica se estima se verá reducida en una horquilla que va desde un 1,5% para una pequeña industria, lo que supone unos 800 euros al año, hasta un 2,2% anual para un gran consumidor industrial, unos 35.000 euros al año.

La retribución de los ganadores de las pujas se garantiza durante 12 años para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, que son las dos que han ganado.

“Los positivos resultados de esta primera subasta evidencian todo el potencial que tienen las renovables en nuestro país. Al ser la fuente de generación

## Resultado subasta de renovables

### Datos en MW

EÓLICA	
EMPRESA	MW
Capital Energy	620
Greenalia	134
Elawan	105
EDPR	45
Enerfin	40
Naturgy	38
Eurus	14

FOTOVOLTAICA	
EMPRESA	MW
X-Elio	315
Iberdrola	243
Naturgy	197
Solaria	180
Elawan	175
IB_Vogt	150
Grupo Ignis	125
Acciona	106
EDPR	99
Hanwha Energy	86
Engie	85
Akuo Renovables	81
Endesa	50
Dominion Energy	46
Falck Renewables	40
Ríos Renovables	30
Q-Energy	20
Canadian Solar	14
Prosolia	10
Alter Enersun	8
LightSource BP	5
Cube Energy	1
NGR	0,03

Fuente: MITECO.

elEconomista

más barata, incorporar al sistema fuentes limpias se traduce, de forma rápida, en ahorros para hogares, empresas e industrias, en generación de actividad y puestos de trabajo en segmentos en los que España es puntera”, ha asegurado Teresa Ribera. Los participantes han depositado avales de 60.000 euros por MW de potencia de sus proyectos.



# good new energy

Así es nuestra energía. Así somos.

Somos **good** porque desde hace 50 años contribuimos al bienestar de las personas operando infraestructuras de gas natural de manera segura y eficiente.

Somos **new** porque innovamos y desarrollamos nuevos servicios y soluciones para una energía cada vez más competitiva.

Somos **energy** porque trabajamos con ganas e ilusión y con una de las energías más limpias para un futuro sostenible.

*Líder mundial de su sector en el Dow Jones Sustainability Index en 2019.*

| Globales | | Sostenibles | | Innovadores |

[enagas.es](http://enagas.es)

enagas 50  
AÑOS



**Jorge González Cortés**  
Presidente de Contigo Energía

## No me toquen los cables, que me conozco

**E**l comienzo del año nos ha dejado bien claro que el entorno y las circunstancias pueden cambiar en poco tiempo. Estrenamos el mes de enero con un temporal de nieve sin parangón en los últimos 50 años y avivando el debate sobre el recibo de la luz.

El debate está centrado en el precio de la energía y, cuando esto pasa, se llenan las calles, sustituyendo incluso a nuestro virólogo interior por nuestro experto energético interior, dejando incluso de hablar del COVID por unas horas. Tertulianos y políticos se animan a afirmar que hay que intervenir el mercado eléctrico, pero ninguno explica cómo hacerlo, porque no es lo mismo tuitear o dejar titulares fáciles para crear corrientes de opinión a favor o en contra del gobierno, que profundizar en un sector verdaderamente complejo.

### ¿Por qué sube la luz?

Suele pasar que cuando la demanda de algo sube, el precio sube y cuando la demanda baja, el precio baja. El mercado eléctrico no es perfecto y sus complejidades hacen que no siempre se cumpla esta ley. Pero, en general, lo hemos visto en estas semanas con precios de la energía disparados, y lo vimos en el confinamiento con precios del mercado tan baratos que incluso hicieron saltar por los aires algunos PPA.

La escasez de gas es, claramente, una razón para el incremento del precio de la energía en el mercado diario. Era complicado prever hace meses la ola de frío de principios de año para abastecerse de GNL suficiente y almacenarlo para poder ser regasificado al incrementarse la demanda. El hecho de que el gas en unas ocasiones, y la gran hidráulica en otras, cierren el precio en la subasta para retribuir a todas las tecnologías, puede generar una distorsión si las dos tecnologías están en manos de los mismos actores.

### ¿Para quién sube el recibo de la luz?

Esta pregunta es fácil de responder: para los mismos a los que les baja cuando se abarata el precio de la energía en el pool. En otras palabras, los que están expuestos a la volatilidad del precio horario. Clientes en mercado libre con contra-



tos indexados o domésticos que “disfrutan” del PVPC, la tarifa regulada que el actual gobierno mantiene para proteger a los pequeños consumidores y que terminará desapareciendo por imperativo europeo y que fue ideada tras el fiasco de la TUR por el último gobierno del Partido Popular. La misma tarifa que solo pueden ofrecer los comercializadores de Referencia o COR y que compite con la que ofrecen los comercializadores libres.

Por tanto, es fácil deducir que aquellos consumidores con tarifa fija no ven alterado el precio de la energía que demandan porque es su suministrador el que les resguarda de la volatilidad, con su estrategia de compraventa de energía. Sería deseable que políticos y tertulianos aclarasen este aspecto en sus comentarios para no estresar a la opinión pública. Distinguir entre generadores, distribuidoras y comercializadores, sería también muy útil para no confundir al respetable cuando se habla de forma generalista de las “eléctricas”. Ya habrán razonado que, salvo en los grupos verticalmente integrados, donde funcionan como vasos comunicantes, las pérdidas y ganancias de generadores y comercializadores independientes suelen ser antagónicas o, al menos, neutras.

#### Recibo de la luz, cajón de sastre.



El recibo de la luz ha sido utilizado como arma de política fiscal por los sucesivos gobiernos desde hace décadas sin importar su color y es que hay una gran diferencia entre aplicar impuestos y tasas a 29 millones de consumidores eléctricos o a 20,5 millones de contribuyentes de IRPF. Bajar el IVA de la factura o eliminar o reducir el IEE o el 7% del impuesto a la generación que nos impone una desventaja frente a la generación de Portugal o Marruecos, está en manos del gobierno y no de la voluntad del sector, que es el objeto de la ira de los consumidores en este momento en el que todos echan balones fuera.

■  
La subida de precios de las últimas semanas tiene una explicación coyuntural y, poco a poco, volveremos a la normalidad  
■

#### ¿Son las renovables las culpables de la subida?

Siempre, por supuesto. El mantra histórico del sector. Al mínimo estornudo energético, nos señalan por estar o no disponibles, por haber recibido ayudas para compensar las externalidades de las otras tecnologías. Incluso los nuevos “convertidos” que vienen de los combustibles fósiles, han dejado caer su careta verde cuando lo que se ha encarecido es el gas, hoy que se benefician de la curva de aprendizaje recorrida por otros y cuando la creación del fondo de sostenibilidad del sistema aplica el principio de quien contamina, paga y nos empuja a la electrificación de la demanda. No olvidemos que las renovables baratas de hoy, son hijas de aquellos inversores que apostaron por ellas en el pasado. Sería injusto olvidar ese camino recorrido en una tecnología inmadura entonces y que ha sufrido la inestabilidad regulatoria de los últimos lustros.

#### ¿Qué pasa cuando no hay recurso renovable?

Lo mismo que cuando no hay combustible fósil, que no hay capacidad para cubrir la demanda. Porque la coyuntura actual no tiene que ver con la potencia o la tecnología instaladas, sino con la disponibilidad en los mercados internacionales del gas que no tenemos y debemos importar, provocando el gran absurdo de tener prácticamente parada toda nuestra capacidad de ciclos combinados y cubriendo gran parte de nuestra demanda por agua turbinada, eso sí, a precio de ciclo combinado con un coste variable de gas al doble que nuestros homólogos europeos.

Para terminar, respiremos profundamente. La subida de precios de las últimas semanas tiene una explicación coyuntural y, poco a poco, volveremos a la normalidad, la de siempre, no la nueva, la que sigue en constante transición hacia las renovables y las redes inteligentes. No tiene sentido intervenir o modificar el mercado eléctrico de manera impulsiva y populista. De otro modo, no deberíamos llamarlo mercado que en cambio puede ser regulado. El dinero y las inversiones huyen de la improvisación. Ya deberíamos haberlo aprendido.

## Proyectos

**Iberdrola tramita 500 nuevos MW renovables en Castilla y León**

Iberdrola ha iniciado la tramitación de 500 nuevos MW verdes en Castilla y León, concretamente en la provincia de Salamanca, que supondrán una inversión cercana a los 400 millones de euros. Se trata de la planta fotovoltaica Villarino, con una capacidad instalada de 200 MW, que se desarrollará en los términos municipales de Ahigal de Villarino, Sanchón de la Ribera y Brincones; y del parque eólico Villarino, de 300 MW, que se construirá en las loca-

lidades de Villarino de los Aires, Trabanca, Ahigal de Villarino, Almendra, El Manzano, Iruelos, Puertas y Villar de Samaniego. Su construcción contará con un importante componente local y contará en períodos punta de trabajo con hasta 1.100 trabajadores. Una vez operativas, estas instalaciones generarán energía limpia suficiente para abastecer a una población equivalente a 290.000 hogares y evitará la emisión a la atmósfera de 182.000 t CO<sub>2</sub>/año.

## Central térmica

**Endesa cerrará la central de As Pontes al no poder usar biocombustibles**

Las mezclas de biocombustibles y carbón que Endesa ha estado probando en su central térmica de As Pontes (A Coruña) no permiten prolongar la vida de la instalación debido a un cúmulo de razones, especialmente de carácter medioambiental. La compañía mantiene, por lo tanto, el proceso de cierre iniciado en diciembre de 2019 y activa su Plan Futur-e para la búsqueda de proyectos empresariales que se implantarán en la localidad.

Las pruebas ponen de manifiesto, según el informe del Comité Técnico de Endesa encargado del seguimiento de los ensayos, que la mezcla de carbón y lodos de depuradora generaría cada año entre 76.000 y 106.000 toneladas de cenizas que no serían admitidas en los vertederos de residuos no peligrosos por superar los límites de selenio, sulfatos y carbono orgánico disuelto. La térmica emitiría también mercurio en valores próximos al máximo establecido.

## Venta

**Los dueños de Solarpack venden el 12% de la compañía por 114 millones**

Los principales accionistas de Solarpack, han llegado a un acuerdo para reducir sus participaciones y colocar en el mercado un 12,34% del capital de la compañía -algo más de 4 millones de acciones-, por un valor superior a los 114 millones de euros.

A través de sus sociedades patrimoniales, tanto José Galíndez (Beraunberri), Pablo Burgos (Burgest 2007), Antonio Galíndez (Landa) como Carmen Iba-

rra (Onchena), reducirán su presencia en el capital aunque seguirán manteniendo el control de la compañía.

Los vendedores aspiran a incrementar el *free-float* de la sociedad y, para ello, han suscrito un contrato de colocación con las entidades, en el que se comprometen a no realizar operaciones con sus títulos en un plazo de 90 días.

## Sostenibilidad

**Ence refuerza la formación en sostenibilidad de su plantilla**

A fin de compartir y hacer partícipe a todo su equipo de la importancia clave de este concepto, la compañía ha desarrollado un plan específico de formación entre sus empleados que, en 2020, ha alcanzado a cerca de 1.000 personas a través de formaciones *online* y presencial que continuarán en el presente año hasta llegar a la totalidad de la plantilla. Con respecto a la formación en sostenibilidad, se ha abordado desde su origen hasta el estableci-

miento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas. También su aplicación transversal en la compañía para dar respuesta a retos globales de sostenibilidad como la igualdad de género y diversidad, cambio climático, biodiversidad y capital natural, ciclo del agua, transición de la economía lineal a la circular y el respeto a los derechos humanos, así como la salud y el desarrollo personal, y la presión demográfica y la despoblación.

## Solar

**Lightsource BP compra 1 GW de proyectos solares en España a RIC Energy**

Lightsource BP ha adquirido una cartera de proyectos de 1,06 GW distribuidos por toda España a RIC Energy. Ambas compañías colaborarán en el desarrollo de los proyectos, que comprende 14 plantas solares ubicadas en Castilla y León, Andalucía y Madrid. Se espera que los primeros proyectos alcancen el estado de *ready to build* a finales de 2021, y que las plantas comiencen a funcionar por fases entre 2022 y 2025. Lightsource BP también trabajará

para cerrar la financiación de los proyectos y los contratos de construcción con una empresa de EPC. Esta adquisición refuerza el compromiso de Lightsource BP con el desarrollo de proyectos de energía renovable en España y con su expansión internacional. El anuncio se produce después de la adquisición y construcción de 250 MW en Zaragoza y la compra de una cartera adicional de 100 MW en Teruel, ambas adquiridas a Forestalia.

## Nombramiento

**Miguel Stilwell, nuevo presidente y CEO de EDP Renovables (EDPR)**

El Consejo de Administración de EDPR, ha aprobado el nombramiento de Miguel Stilwell de Andrade como nuevo presidente del Consejo y CEO de la compañía. Rui Teixeira, que ocupaba la posición de CEO de EDPR de manera interina, ha sido designado Chief Financial Officer (CFO) de la firma. Stilwell y Rui Teixeira también han sido confirmados como CEO y CFO del Grupo EDP, cargos que compaginarán con sus nuevas funciones al frente de EDPR. Ambos tra-

bajarán de la mano de los tres directores operativos de la compañía: Duarte Bello, (Europe & Brazil), Miguel Ángel Prado (North America) y Spyridon Martinis (Crecimiento Internacional y Offshore). Asimismo, la compañía ha anunciado la renovación de su Consejo de Administración donde se ha acordado cesar a António Mexia y a João Manso como presidente y vicepresidente, respectivamente, del Consejo de Administración de EDPR.

## Transporte

**Acciona suministra energía renovable al transporte público de Oporto**

Acciona ha formalizado un contrato de suministro eléctrico 100% renovable con Sociedade de Transportes Colectivos do Porto (STCP). Con este acuerdo, las instalaciones del mayor operador de transporte por carretera de la ciudad, así como los sistemas de gestión de la compañía y la flota de vehículos eléctricos, se abastecerán con electricidad limpia, lo que evitará la emisión anual de 1.046 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera en la zona donde opera STCP.

El contrato prevé que Acciona suministre unos 5.000 MWh de electricidad certificada con garantías de origen 100% renovable. Además de la actividad de comercialización, Acciona suma 166 MW de potencia instalada en activos renovables en el país, incluyendo eólica y solar. Su cartera en Portugal está formada por 16 parques eólicos, además de una de las mayores plantas fotovoltaicas de la Península Ibérica, la Central Solar da Amareleja, con 46 MWp.

## Baterías

**Saft suministra baterías a un parque eólico en Kazajistán**

Saft ha suministrado sus baterías de níquel cadmio sin mantenimiento Uptimax, para proporcionar energía de respaldo esencial para monitoreo electrónico, frenado mecánico, control de cabeceo y sistemas de suministro de grasa en el parque eólico de Badamsha, ubicado al oeste de Kazajistán, que en 2021 generará 396 GWh de energía para la industria local y ahorrará 344.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, el equivalente a las emisiones de 74.000 coches.

La energía de respaldo segura y sin mantenimiento es esencial para garantizar la generación continua de turbinas eólicas, particularmente en sitios remotos con climas extremos donde los técnicos de mantenimiento tienen difícil acceso. Las temperaturas invernales en Badamsha pueden bajar hasta los -35°C. Esto se encuentra dentro del rango operativo de las baterías Uptimax de Saft, que toleran un rango de temperatura de entre -40 a +70°C.



Viales de la vacuna Pfizer contra el COVID-19. Reuters

## El sector del frío, listo ante el reto de conservar las vacunas de la Covid-19

Los cerca de 7.000 profesionales españoles que integran el sector de la refrigeración, llevan tiempo trabajando muy duro para desarrollar los equipos y sistemas necesarios para ejecutar una infraestructura adecuada para la conservación de las vacunas.

Concha Raso

**E**l sector de la refrigeración en España desempeña un papel fundamental en la sociedad y en el desarrollo de un gran número de industrias que, como la agroalimentaria, hostelería y sanitario-farmacéutica, entre otras, necesitan de la tecnología del frío para funcionar; de hecho, fue reconocido por el Gobierno como servicio esencial para mantener los servicios básicos durante los meses de confinamiento.

Este sector, que impacta en más del 50% del Producto Interior Bruto (PIB) en España y mueve unos 5.000 millones de euros al año de facturación, también va a tener una importancia vital para asegurar la cadena de frío que precisan los más de 73 millones de dosis de vacunas que el Gobierno español se ha comprometido a adquirir para inmunizar a la población contra el coronavirus durante el tiempo que dure el periodo de vacunación.



Ultracongeladores de Infrico. eE

“En España contamos con unos 7.000 profesionales y empresas de instalaciones frigoríficas certificadas con capacidad para actuar rápidamente y con más de 200 fabricantes españoles, algunos de los cuales han desarrollado los equipos y sistemas necesarios para poder ejecutar rápidamente una infraestructura adecuada para la conservación de las vacunas”, ha señalado a *elEconomista Energía* Susana Rodríguez, presidenta de la Asociación de Empresas del Frío y sus Tecnologías (AEFYT).

A este respecto, “el sector ha puesto a disposición de la administración y de los responsables sanitarios distintas soluciones para la conservación de la vacuna de Pfizer, la primera en ser administrada en España, y que requiere temperaturas de  $-70^{\circ}\text{C}$ ”, afirma Rodríguez. Las primeras dosis llegaron a nuestro país a finales de diciembre. Se espera que antes de abril se reciban un total de 4,6 millones de dosis para poder vacunar a 2,3 millones de personas, aunque ya se ha confirmado que habrá retrasos.

El hecho de que la vacuna de Pfizer necesite una temperatura tan baja para su conservación, dificulta y limita mucho su distribución. Para salvar este escollo y que los viales lleguen a los puntos de administración en buen estado, la farmacéutica estadounidense ha diseñado unos contenedores isoterms especiales equipados en su interior con una carga de hielo seco -anhídrido carbónico sólido- que, a medida que se sublima, mantiene la temperatura de  $-70^{\circ}\text{C}$  dentro del contenedor.

En condiciones ideales, los aproximadamente 23 kilos de hielo seco del interior mantienen la temperatura un máximo de diez días sin abrir el embalaje. Reponiendo el hielo seco, podría reutilizarse el mismo embalaje como almacenamiento temporal hasta 30 días con solo dos aperturas diarias. Una vez descongelada, la vacuna de Pfizer puede almacenarse durante un máximo de cinco días en un frigorífico convencional a una temperatura de entre  $2^{\circ}\text{C}$  y  $8^{\circ}\text{C}$ .

Hasta la fecha, comenta la presidenta de AEFYT, “no tenemos constancia de que se hayan ejecuta-

**$-70^{\circ}\text{C}$**

Es la temperatura de conservación de la vacuna estadounidense Pfizer

do en España instalaciones frigoríficas que permitan el almacenamiento masivo de la vacuna en los centros logísticos, puesto que, por ahora, tanto organismos públicos como empresas privadas, solo se han equipado con armarios frigoríficos *ultrafreezer*, similares en capacidad a una nevera doméstica”.

Teniendo en cuenta que los paquetes de vacunas deben considerarse un producto perecedero, que la administración de la vacuna no está siendo tan ágil como se esperaba en un principio y habida cuenta

de la necesidad de conservar una segunda dosis para su administración a los 21 días, "creemos necesario que los *hubs* o centros logísticos estén equipados con sistemas de conservación a  $-70^{\circ}\text{C}$  con capacidad de almacenar cajas o palés completos", añade Rodríguez.

### Convenientemente preparados

Una de las empresas nacionales del frío cuyos ultracongeladores están siendo utilizados para la conservación de la vacuna de Pfizer es Infrico Medcare, que lleva más de tres décadas trabajando en el sector sanitario. Ubicada en la localidad cordobesa de Lucena, esta empresa andaluza ha triplicado su producción desde que se anunció la llegada de la vacuna. Acabaron 2020 con más de 250 equipos suministrados y, actualmente, fabrican una media de 15 ultracongeladores diarios, con pedidos no solo en España sino también con destino a otros países como Alemania, Francia, Italia, Israel, Sudamérica y norte de África.

"Nuestros equipos de ultracongelación ULF alcanzan temperaturas de hasta  $-86^{\circ}\text{C}$ , fabricando modelos con una capacidad que oscila entre los 110 y los 800 litros en equipos verticales y, en arcones horizontales, de entre 500 y 700 litros, capaces, por tanto, de mantener ultracongeladas miles de dosis en hospitales y demás centros sanitarios", indica, Juan Manuel Martínez, director técnico de Infrico Medcare.

## Las empresas españolas aportan sus soluciones para el almacenamiento de la vacuna

Además de los arcones congeladores y armarios *ultrafreezer* para soportar temperaturas tan extremas, la industria española ha trabajado paralelamente en el desarrollo de equipos y cámaras frigoríficas para el almacenamiento a gran escala a  $-80^{\circ}\text{C}$ , actualmente disponibles para crear una infraestructura logística de almacenamiento de la vacuna. "Se trata de soluciones medioambientalmente sostenibles, ya que utilizan refrigerantes naturales de muy bajo efecto invernadero, como el R170 y el R1150, eliminando por completo el empleo de gases fluorados", explica la presidenta de AEFYT.

Uno de estos ejemplos es CRYOblock, el nuevo sistema frigorífico de conservación de vacunas a gran escala desarrollado por la empresa Intarcon -también con sede en Lucena-, específicamente diseñado para dar solución a la conservación de la vacuna en centros logísticos de la cadena de distribución. Este novedoso sistema, explica Javier Cano, subdirector general en Intarcon, "consiste en un conjunto de minicámaras de ultracongelación a  $-80^{\circ}\text{C}$  instaladas en el interior de una cámara fri-



Sistema de monitorización de instalaciones refrigeradas. iStock

gorífica a  $-20^{\circ}\text{C}$  que, a su vez, está equipada con un equipo de refrigeración convencional.

Cada minicámara tiene capacidad para un palé farmacéutico y está equipada de un equipo autónomo CRYOblock instalado sobre la puerta. Se trata, por tanto, de un sistema frigorífico compacto que no necesita de conexión frigorífica in situ y que puede instalarse fácil y rápidamente aprovechando las infraestructuras existentes. Además, el usuario opera con total seguridad desde la precámara a  $-20^{\circ}\text{C}$  para introducir o extraer el producto en la cámara de ultracongelación, sin necesidad de entrar en la cámara a  $-80^{\circ}\text{C}$ . La instalación frigorífica está equipada con un sistema de monitorización y control con tecnología 4.0.

Por su parte, la empresa Ako Group, con sede en Barcelona, cuenta con Akodata Xtrem, un sistema de monitorización de instalaciones refrigeradas a lo largo de toda la cadena de frío, capaz de registrar temperaturas de hasta  $-200^{\circ}\text{C}$  sin necesidad de instalación ni limitar los movimientos de las mismas. El dispositivo incorpora una batería con una autonomía de hasta 8 años y conectividad mediante NB-IoT (*Narrow Band, Internet of Things*), que garantiza una excelente cobertura, incluso en el interior de cámaras frigoríficas, y dota a los dispositivos de conexión directa a la nube, sin necesidad de Gateways, concentradores, o *routers* de ningún tipo, eliminando por completo problemas de conectividad.

# Feníe Energía aspira a alcanzar los 700.000 clientes en 2023

**La compañía seguirá apostando por un modelo basado en el agente energético, que buscará el ahorro de sus clientes a través de soluciones de eficiencia energética**

Concha Raso. Foto: eE

**E**l presidente de Feníe Energía, Jaume Fornés, y su directora general, Paula Román, han presentado RE-EVOLUCIÓN, el nuevo Plan Estratégico de la compañía de cara al periodo 2021-2023, con el que la comercializadora, con más de diez años de experiencia en el sector y una cifra de negocio que supera los 450 millones de euros, pretende apuntalar su posición como líder del mercado independiente, suministrando energía 100% renovable a los más de 440.000 clientes, entre domésticos, pymes y grandes empresas, que conforman su cartera actual.

La estrategia, tal y como explicaron los máximos responsables de la compañía durante el acto de presentación del Plan Estratégico el pasado 21 de enero, girará en torno a cuatro ejes principales: transición energética, crecimiento sostenible, reforzar la figura del agente y su relación con el cliente, así como la firma de alianzas estratégicas y acuerdos de colaboración que fortalezcan su crecimiento.

El Plan irá en paralelo al proceso de digitalización puesto en marcha por la actual dirección, que será clave en la consecución de los objetivos de la compañía. Con estas bases, Feníe Energía, que a día de hoy cuenta con más de 2.500 agentes energéticos y 170 empleados, aspira a alcanzar los 700.000 clientes a finales de 2023, "un objetivo muy ambicioso -señalaba el presidente de la compañía- que estamos seguros de poder alcanzar, porque nunca nos han asustado los retos". Asimismo, esperan conseguir un beneficio neto después de impuestos de 7 millones de euros y un compromiso de reparto al accionista de 4,5 millones durante el Plan.

Para lograrlo, la comercializadora con sede en la localidad madrileña de Las Rozas, continuará ampliando su cartera de productos de ahorro energético, incorporando las últimas tecnologías del mercado, a fin de ofrecer un paquete de servicios cada vez más completo y destinado a cubrir todas las necesidades de sus clientes en términos de eficiencia energética.

Entre sus objetivos, se encuentra reforzar la implantación de nuevas instalaciones de autoconsumo -



**P. Román y J. Fortés, directora general y presidente de Feníe Energía.**

actualmente cuentan con un total de 317 que suman más de 4,5 MW de potencia instalada-, un mercado en crecimiento y que, según apuntan desde la compañía, "está destinado a posicionarse como una de las palancas de la transición energética". Asimismo, Feníe Energía continuará impulsando la movi-

**Uno de los objetivos del nuevo Plan Estratégico es reforzar su presencia en autoconsumo**

lidad eléctrica a través de su red de puntos de recarga -2.170 instalados en España a finales de 2020, tanto en vía pública como en sector privado-, ofreciendo soluciones innovadoras como servicios de monitorización, iluminación o compensación de reactiva, entre otros.



Federico Linares, presidente de EY en España.

## EY se compromete a tener huella de carbono negativa en 2021

**Establecerá contratos de suministro eléctrico, a través de PPAs, para introducir más electricidad renovable de la que consume EY en las redes eléctricas nacionales**

elEconomista. Foto: M. García de la Paz

**E**Y ha anunciado su compromiso de tener una huella de carbono negativa en 2021, al establecer objetivos que permitirán reducir significativamente sus emisiones totales, compensando y eliminando más carbono del que emite, lo que refuerza el compromiso de la empresa con el medio ambiente y el crecimiento sostenible a largo plazo.

EY da así un paso más en su estrategia, estableciendo siete puntos clave en sus planes, no solo para convertirse en una firma con huella de carbono negativa, sino para reducir las emisiones totales en un 40%, -en consonancia con los Objetivos Basados en la Ciencia (SBT, sus siglas en inglés)- y lograr el objetivo de cero emisiones netas en 2025. Este nuevo objetivo es un paso más tras haber logrado ser neutral en carbono a finales de 2020.

Las medidas se centran en 7 puntos de actuación:

- Reducir las emisiones de los viajes de negocios en un 35% para el año fiscal 2025, en comparación con los datos del año fiscal 2019.
- Reducir el consumo de electricidad en la oficina y suministrarlo con energía 100% renovable, con el objetivo de formar parte del grupo RE100, un grupo de organizaciones comprometidas con la energía renovable, para el año fiscal 2025.
- Establecer contratos de suministro eléctrico, a través de PPAs, para introducir más electricidad renovable de la que consume EY en las redes eléctricas nacionales.
- Proporcionar a los equipos de EY las herramientas necesarias para calcular la huella de carbono y poder reducir sus emisiones al realizar su trabajo para los clientes.
- Usar soluciones y tecnologías verdes de reducción de carbono para eliminar de la atmósfera o compensar más carbono del que EY emite cada año.
- Invertir en servicios y soluciones que ayuden a los clientes de EY a descarbonizar de manera rentable su actividad de negocio y brindar soluciones a otros desafíos y oportunidades ligados a la sostenibilidad.
- Exigir al 75% de los proveedores de EY que establezcan objetivos basados en la ciencia para la descarbonización para el año fiscal 2025.

# ¿Te gustaría generar y consumir tu propia energía sostenible?

Contacta con nosotros y obtén tu plan personalizado.

En Contigo Energía te **facilitamos el acceso al autoconsumo** sin invertir ni un euro, **ahorrando desde el primer día. ¡Infórmate ya!**



[info@contigoenergia.com](mailto:info@contigoenergia.com) / 910 312 307  
[www.contigoenergia.com](http://www.contigoenergia.com)

 **contigo**  
energía

## Autoconsumo

**Contigo Energía e Ikea se asocian en autoconsumo solar en España**

Contigo Energía será la encargada de la instalación y gestión de los sistemas solares que Ikea lanzará en España y Portugal a partir de la primavera de 2021, como un servicio de autoconsumo en el hogar a través de la instalación de placas solares en los tejados o azoteas. A falta de conocer los detalles del producto, la compañía sueca sí ha expresado que será una oferta asequible que facilite el acceso al autoconsumo "a la mayoría" de acuerdo con

su visión de negocio, además de una opción "sencilla, segura, con todos los servicios integrados y de garantías para el consumidor".

Ikea lleva años apostando por el autoconsumo y la producción de energía renovable también en sus tiendas. Cuenta con casi 44.000 paneles solares en la azotea de diez de sus tiendas, cifra que espera hacer crecer hasta los 55.000 próximamente.

## Compra

**Bruc llega a un acuerdo con Forestalia para comprar 2.000 MW solares**

Bruc Energy ha firmado un acuerdo con Forestalia para adquirir plantas fotovoltaicas por 2.000 MW en las provincias de Zaragoza y Teruel. Todas ellas disponen de acceso a la red de transporte y se encuentran en tramitación administrativa. Forestalia seguirá desarrollando las instalaciones, que irán siendo adquiridas por Bruc cuando alcancen la fase de *ready to build*. Antes de este acuerdo, Bruc compró a Forestalia 7 plantas FV ubicadas en la pro-

vincia de Zaragoza que suman 281 MW y que ya están en posesión de la declaración de impacto ambiental. El inicio de las obras de construcción está previsto para esta primavera. Esta es la tercera operación de Bruc Energy en un corto espacio de tiempo. Las dos anteriores fueron el cierre de la financiación de la planta gaditana "Las Quinientas" adquirida a Solaer y el acuerdo con Alter Enersun para desarrollar conjuntamente 500 MW.

## Financiación

**Enertis asesora a Bankia y Sabadell en la financiación de una planta FV**

Enertis ha ejercido como asesor técnico de Bankia y Banco Sabadell en el cierre de la financiación para una planta fotovoltaica ubicada en Cuenca, propiedad del fondo israelí Noy Fund, cuya puesta en marcha tendrá lugar a principios de 2022. El proyecto cuenta con una financiación estructurada por un importe total aproximado de 71,5 millones de euros. La planta utilizará módulos de tecnología bifacial. Enertis ha elaborado la *Due Diligence* técnica de

financiación y seguirá asesorando a las entidades financieras en la fase de construcción y operación. La instalación fotovoltaica, ubicada en los municipios de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo, cuenta con una potencia instalada de 169 MWp y se estima que tendrá una producción anual de unos 345 GWh de energía limpia, lo que permitirá evitar la emisión de 65.500 tCO<sub>2</sub>-eq anuales y suministrar electricidad a más de 105.000 hogares al año.

## Premios

**Mitsubishi pone en marcha la VII edición de los 'Premios 3 Diamantes'**

Después del éxito de participación obtenido en la pasada edición, regresan un año más los Premios 3 Diamantes de la mano de Mitsubishi Electric, organizadora del evento. Por séptimo año consecutivo, se reconocerá la gran labor de los profesionales del sector de la climatización en el diseño de proyectos de refrigeración, climatización y aire acondicionado en España, con especificaciones orientadas a la máxima eficiencia y sostenibilidad.

Podrán presentarse al concurso todos los proyectos que tengan una importante partida de climatización, planteados con criterios de sostenibilidad y eficiencia energética, y que hayan sido diseñados, ejecutados y puestos en marcha hasta diciembre de 2020. El plazo para presentar los proyectos, que otorgará un total de 35.000€ en premios, acaba el 31 de marzo. Para ello, hay que rellenar el formulario que está en la web [www.premios3diamantes.com](http://www.premios3diamantes.com).

Eco<sup>2</sup>truxure™  
Innovation At Every Level

Innovation is in the

AIR

El aire es la mejor alternativa al gas de efecto invernadero SF6 en nuestras celdas de media tensión SM AirSeT.

Conoce como la sostenibilidad y la digitalización contribuyen a la lucha contra el cambio climático en las redes de distribución eléctrica.

#CuálEsTuGranIdea

[se.com/es](https://se.com/es)

©2020 Schneider Electric. Todos los derechos reservados. Todas las marcas registradas son propiedad de Schneider Electric SAS o sus compañías aliadas. ESMKT18154L20

Life Is On

Schneider  
Electric



# El autoconsumo bate récord en España, con 596 nuevos MW instalados en 2020

El autoconsumo ha plantado cara a la pandemia. La potencia FV instalada el pasado año supera en 137 MW a la instalada en 2019, lo que supone una potencia total acumulada de 1,5 GW

Concha Raso. Fotos: iStock



A pesar de las dificultades que ha provocado la pandemia a todos los niveles, el sector del autoconsumo en España ha conseguido más que *salvar los muebles* en 2020. Según datos aportados por UNEF, el pasado año se instalaron en nuestro país un total de 596 nuevos MW en autoconsumo, superando en 137 MW la cifra de potencia instalada en 2019 (459 MW), lo que lleva a una potencia total acumulada superior de 1,5 GW.

La cifra de nueva potencia instalada va en paralelo a los 600 nuevos MW que el sector estimaba que se podrían llegar a implantar anualmente en nuestro país en los próximos años, a tenor de la amplia cantidad de proyectos en desarrollo y de la puesta en marcha del nuevo esquema de autoconsumo en España -recogido en el RD 244/2019, de 5 de abril-que entró en vigor el pasado 1 de marzo, y que permite a los autoconsumidores verter oficialmente a la red los excedentes que producen sus instalaciones y ser compensados por ellos, así como el autoconsumo colectivo.

José Donoso, director general de UNEF, define 2020 como un "año atípico". Afirma que el impacto del Covid, en un principio, "fue muy grande", ya que durante los meses de confinamiento se produjo un parón que llevó a un retraso en los proyectos. A partir de mayo-junio, "el sector volvió poco a poco a la actividad, pero de manera desigual".

La parálisis ha sido casi total a nivel grandes empresas y del todo en el sector servicios -restaurantes, hoteles, etc.-, ya que al ser uno de los más afectados, ha sido el que peores cifras ha arrojado. En el terreno de las Pymes la situación ha sido irregular, con un descenso en el número de proyectos en 2020, cuya evolución ha dependido de cómo ha afectado la pandemia a cada una de las empresas. En esta línea, nos encontramos con proyectos firmados que se han cancelado, otros que se han pospuesto y otros que sí se han llevado a cabo.

Contra todo pronóstico, la sorpresa ha llegado de la

mano del sector doméstico, con datos que indican que ha funcionado muy bien, por encima de lo previsto en un año normal y que, a juicio de Donoso, se ha debido, por un lado, a que "muchos ayuntamientos han dado desgravaciones al IBI" y, por otro lado, a que "no a todos los consumidores les ha afectado la crisis de manera negativa". Algunos han incrementado sus ahorros y han decidido destinar ese dinero a instalar autoconsumo en sus viviendas; de hecho, la tasa de ahorro familiar el año pasado fue del 30%, mientras que en un año medio es del 8%".

La llegada del nuevo año no parece que vaya a cambiar mucho las cosas. El virus sigue ahí y, al cierre de esta edición, con la sombra de un posible confinamiento planeando sobre nuestras cabezas debido al gran incremento en el número de contagios. Tal y como está el panorama a día de hoy, apunta Donoso, la previsión estaría muy clara: "para el sector servicios la situación seguiría siendo muy mala y, para el resto de sectores, muy parecida a la del pasado año".

No obstante, desde la patronal fotovoltaica son optimistas. La nota de color viene de la mano de los 200 millones de euros en ayudas que el Plan de Recuperación va a destinar, inicialmente, a la promoción del autoconsumo eléctrico en los sectores industrial y de servicios, así como a instalaciones públicas de ámbito autonómico y local, con una intensidad de ayuda superior en municipios de menos de 5.000 habitantes.

El anuncio, que según apuntan desde UNEF "puede movilizar una gran cantidad de proyectos", lo hacía la ministra Ribera el pasado 11 de enero durante la celebración de la Conferencia Sectorial de la Energía. "La duda está ahora -señala Donoso- en cuánto tiempo se tardará en definir y activar esta línea de ayudas, que permita a los diferentes actores una planificación adecuada".

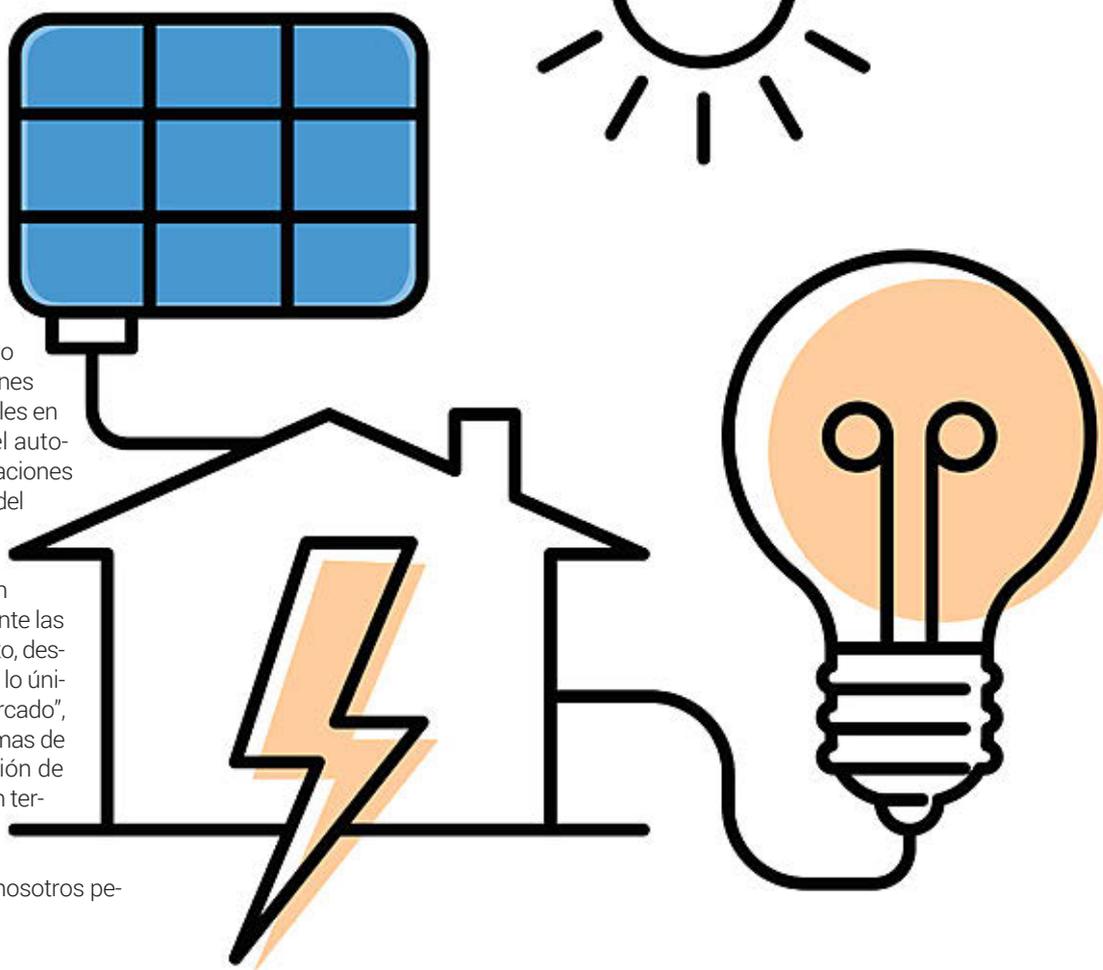
Esta lluvia de millones, se une a otro tipo de ayudas, bonificaciones y/o subvenciones que muchos gobiernos regionales y locales en España están destinando a incentivar el autoconsumo. Por un lado, están las bonificaciones del Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) y del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) que hacen los ayuntamientos. En segundo lugar, están las subvenciones que emiten puntualmente las Comunidades Autónomas. A este respecto, desde UNEF recomiendan no darlas, porque lo único que consiguen es "contingentar el mercado", y aconsejan destinar ese dinero a programas de difusión del autoconsumo y de formación de técnicos, especialmente municipales". En tercer lugar, están los 316 millones de euros en ayudas que el IDAE ha destinado con cargo a los fondos FEDER. "Lo que nosotros pe-

dimos al IDAE es que esas ayudas se dieran a proyectos con un componente de innovación -fotovoltaica flotante, proyectos con almacenamiento- para ayudar a este tipo de tecnologías que igual no se podrían desarrollar porque son muy costosas", señala Donoso.

### Otras asignaturas pendientes

Otra de las cuestiones en las que el sector tiene puestas sus esperanzas es en la futura Estrategia Nacional de Autoconsumo, "que aún está por definirse", afirma Donoso. En las alegaciones realizadas por la patronal el pasado septiembre, UNEF propone, entre otras cuestiones, que la nueva Estrategia identifique todas las barreras que están dificultando el despliegue del autoconsumo en España, ponga objetivos concretos de autoconsumo para 2030 -entre 6 GW y 10 GW como mínimo-, y recoja las medidas administrativas y regulatorias necesarias para la consecución de dichos objetivos.

Desde la patronal fotovoltaica también consideran fundamental resolver el tema de la factura eléctrica. "La nuestra es una de las facturas con el término fijo más alto de Europa y, por tanto, la parte variable es muy poco incentivadora para hacer autoconsumo. Habría que ir reduciendo parte del término fijo al variable hasta valores del 25% fijo-75% variable", explica Donoso.





Paneles fotovoltaicos en el tejado de una vivienda.

Otro asunto fundamental que está generando grandes retrasos a la hora de ejecutar proyectos de autoconsumo es la licencia de obras. El director general de UNEF considera "fundamental" eliminar el requisito de la licencia de obras en todas las Comunidades Autónomas. "Los plazos son tan largos, señala Donoso, que en algunos ayuntamientos, como por ejemplo el de Leganés, se tarda hasta seis meses en conseguir una licencia para una vivienda doméstica, mucho más de lo que se tarda en conseguir una licencia de obras para una planta de 400 MW".

El autoconsumo colectivo también está en el punto de mira del sector, que considera que hay que hacer mucho más para promoverlo. Desde UNEF, ven necesario cambiar los coeficientes de reparto para que los coeficientes fijos pasen a ser dinámicos y permitir que se puedan hacer proyectos por encima de los 500 metros de distancia. Otra barrera a superar es que proyectos de cierto tamaño se puedan conectar también a media tensión.

Asimismo, desde la patronal también recuerdan la conveniencia de implantar el Registro Nacional de Autoconsumo, uno de los elementos del nuevo RD que sigue pendiente y que es clave para conocer el desarrollo y evolución de esta actividad en España.

#### FNSSE y subastas

El sector fotovoltaico también se ha pronunciado a favor de la próxima creación de un Fondo Nacional de Estabilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE), que

asumirá los costes asociados al régimen retributivo específico de las renovables, cogeneración y residuos, que dejarán de formar parte del recibo de la luz, y que se financiará con las aportaciones de todas las empresas suministradoras de energía.

No obstante, en las alegaciones realizadas por UNEF al Anteproyecto de Ley, advierte de que esta reforma puede tener efectos negativos en el autoconsumo, "por lo que reclamamos tanto al MITECO como

# 200 M€

Cifra inicial que el Plan de Recuperación destina a promover el autoconsumo en España

a la CNMC la revisión de las metodologías tarifarias de cargos y peajes respectivamente". Además, "solicitamos la introducción de medidas específicas de promoción de autoconsumo como incentivos fiscales, simplificación administrativa, entre otras".

Respecto a las subastas de renovables, la primera de las cuales se ha celebrado el pasado 26 de enero, el sector solicita que se organice cuanto antes una subasta para pequeños proyectos de menos de 10 MW. "Es mejor tener un mercado con muchos actores, con mucha competencia, porque esto aporta un valor añadido al mercado", afirma Donoso.



# CULTIVAMOS UN MUNDO MEJOR PARA TODOS

Porque somos líderes en gestión integral y responsable de superficies forestales, ayudamos a mitigar el cambio climático, a prevenir incendios, crear empleo rural y cuidar nuestros bosques.

Porque somos el primer productor de Europa de celulosa de eucalipto de la mayor calidad, necesaria para fabricar productos que hacen más fácil nuestra vida diaria.

Porque somos el primer productor de energía con biomasa de España, la mejor energía renovable.

**Trabajamos con la naturaleza, por eso la sostenibilidad es una prioridad para Ence.**





**Luis López Fraile**  
Socio de Gaona, Palacios y Rozados Abogados,  
firma asociada a Roca Junyent

## Nuevas perspectivas para los proyectos de energías renovables

**E**n las últimas décadas existe una decidida apuesta a nivel global por las energías renovables, por lo que no nos equivocaremos al afirmar que las fuentes de energía limpia constituyen el futuro a medio plazo del abastecimiento energético de nuestras sociedades. Precisamente por ello, es necesario que desde los poderes públicos se diseñe una estrategia de cambios normativos que faciliten la implantación y desarrollo de proyectos que permitan el vertido a la red de nueva y mayor potencia renovable, fundamentalmente eólica, fotovoltaica e hidráulica, sin perjuicio de la procedente de instalaciones de ciclo combinado. Con la llegada de 2021, nos encontramos ante un nuevo panorama legislativo en lo que se refiere a los derechos de acceso y conexión a redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En efecto, el nuevo Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, viene a desarrollar un importante aspecto de la Ley del Sector Eléctrico que había quedado prácticamente huérfano de una regulación adecuada. La norma se aprueba con el objetivo de establecer los criterios que determinarán la solicitud, tramitación y otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y se aplicarán tanto a productores, consumidores y titulares de instalaciones de almacenamiento como a titulares y gestores de las redes de transporte y distribución, todo ello a fin de dotar de mayor certidumbre y seguridad jurídica al sector energético, tan vapuleado desde el punto de vista legislativo en los últimos años.

Al margen de recordar la obligación de las nuevas instalaciones de generación, consumo, almacenamiento, transporte y distribución de obtener permisos de acceso y de conexión para poder conectarse a la red, se establece como criterio básico de otorgamiento el de prioridad temporal, si bien con particulares excepciones que tratan de favorecer la hibridación de instalaciones de generación ya existentes.

La norma regula con detenimiento el procedimiento para la obtención de los oportunos permisos, así como las causas de inadmisión. Para agilizar la tramitación en el caso de consumidores y generadores de pequeña potencia, se prevé la aplicación de un procedimiento simplificado en el que los tiempos se ven reducidos a la mitad. Igualmente, se exige de obtener permisos de acceso y de conexión a determinadas instalaciones de



generación de electricidad vinculadas a las modalidades de autoconsumo. Los motivos de inadmisión se reducen ahora a: no presentación de la información necesaria para tramitar la solicitud, no acreditación de la constitución de las garantías económicas preceptivas, que el otorgamiento de acceso a un nudo en concreto sea objeto de procedimiento específico y falta de capacidad en la red.

En relación con esto último, es muy destacable el esfuerzo por dotar de la mayor transparencia al sistema. De este modo, los gestores de las redes de transporte y distribución deberán disponer de plataformas web dedicadas a la gestión de solicitudes de acceso y conexión, tramitación e información sobre el estado de las mismas, en las que los solicitantes podrán consultar el estado de la tramitación de sus solicitudes. Así mismo, estas plataformas permitirán conocer la capacidad de acceso existente en cada nudo.

Resulta igualmente interesante la posibilidad que se reserva el Estado de convocar, mediante orden ministerial, concursos para el otorgamiento de permisos de acceso en nudos concretos de la red de transporte para nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable, solas o combinadas con instalaciones de almacenamiento, o para nuevas instalaciones de almacenamiento. Si

bien se limita la aplicación de esta medida a nudos donde se libere capacidad como consecuencia de la caducidad de permisos de acceso por incumplimiento de hitos administrativos o de cambios en los criterios técnicos que determinen la capacidad de acceso disponible en la red, se trata sin duda de una potestad administrativa que puede poner cierto orden en líneas actualmente inaccesibles por tener todos sus puntos de acceso completos.



## La norma de acceso y conexión regula el procedimiento para obtener los permisos y las causas de inadmisión

También merece especial atención la nueva regulación de las garantías económicas que deberán constituirse para poder tramitar la obtención de permisos de acceso y de conexión en el caso de instalaciones de generación de electricidad, lo que sin duda frenará el acaparamiento con fines especulativos.

Así mismo, se regula la necesidad de realizar pagos como garantía, en el caso de titulares de permisos de acceso y de conexión, cuando sea preciso realizar modificaciones o refuerzos en las redes de transporte o distribución que deban ser ejecutadas por los titulares de dichas redes pero sufragadas por los titulares de los permisos. Por otro lado, desaparece la anterior obligación de designar un interlocutor único de nudo que ejerciese la representación de los generadores que quisiesen acceder a la red de transporte ante el gestor y el titular de dicha red. En lo sucesivo, será el solicitante quien se relacione directamente con el gestor de la red de transporte, medida que puede agilizar considerablemente el acceso efectivo a la red.

Finalmente, se inician los pasos para que las nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables -que además de los requisitos técnicos y económicos, acrediten beneficios medioambientales y sociales- puedan aprovechar la totalidad o parte de la capacidad de acceso en los nudos de transición justa, caso de los afectados por el cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear.

Junto a lo anterior, este Real Decreto será complementado mediante la aprobación -que creemos será inminente- de una circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que desarrollará el contenido concreto de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

En cualquier caso, con la nueva norma se ha avanzado en un marco mucho más transparente y ágil para facilitar el desarrollo del sector energético, particularmente del ligado a fuentes de energía limpia.

## Precios de los carburantes



	España	Austria	Bélgica	Bulgaria	Chipre	Rep. Checa	Croacia	Dinamarca	Estonia
GASOLINA	1,215€	1,119€	1,295€	0,917€	1,076€	1,073€	1,241€	1,516€	1,274€
DIESEL	1,099€	1,083€	1,324€	0,917€	1,119€	1,049€	1,204€	1,271€	1,114€

# La descarbonización del transporte pesado necesita más apoyos públicos

El transporte de mercancías en España, que ya supone un tercio de las emisiones, representará el 50% de las emisiones contaminantes en 2030

Concha Raso. Fotos: iStock



Camiones para el transporte de mercancías circulando por una autopista.

El sector del transporte es el mayor emisor de gases de efecto invernadero en España, con un 27% del total en 2018 debido, fundamentalmente, a que es también el mayor consumidor de energía -un 40% del total- que procede, casi en su totalidad, de combustibles fósiles derivados del petróleo, de ahí que el transporte deba ser un sector prioritario en todas las estrategias de descarboni-

zación de la economía y, en particular, el transporte terrestre, que representa el 93% de las emisiones y más del 80% de la energía consumida.

El centro de investigación Economics for Energy, ha presentado recientemente un informe -Estrategias para la descarbonización del transporte terrestre en España. Un análisis de escenarios-, que recoge los prin-

# Energía

elEconomista.es

## Precios de los carburantes



	Finlandia	Malta	P. Bajos	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	Suecia
GASOLINA	1,507€	1,340€	1,632€	1,035€	1,455€	1,009€	1,218€	1,032€	1,440€
DIESEL	1,349€	1,210€	1,307€	1,028€	1,298€	1,013€	1,076€	1,094€	1,486€

Los principales datos de emisiones de gases contaminantes del transporte terrestre en España y en el que se proyecta distintos escenarios de descarbonización en el horizonte 2030.

La principal conclusión que se desprende del documento es que el cambio modal -entendido como la sustitución del vehículo privado por el transporte público-, es la medida más eficiente y efectiva en la estrategia de descarbonización de la economía española en la próxima década, especialmente en entornos urbanos, ya que no supone coste adicional en términos de inversión en el parque de vehículos ligeros y logra reducciones de emisiones muy importantes. Entre las medidas propuestas para lograr este cambio están los peajes de acceso a ciudades, las restricciones al tráfico o al aparcamiento, así como los impuestos a los combustibles. De manera indirecta, se contempla la promoción del *car pooling*, es decir, el aumento de la tasa de ocupación del vehículo privado.

La promoción del vehículo eléctrico es otra de las opciones que el informe destaca para reducir las emisiones en el transporte, siempre que se subvencione su sobrecoste mientras exista y se despliegue la estructura de recarga necesaria, y sólo si no supone un empeoramiento de los objetivos de reducción de emisiones de los vehículos convencionales mientras sigan siendo un porcentaje elevado del parque circulante. Teniendo en cuenta que el coste de esta actuación es mayor que la del cambio modal, es preciso apoyar el desarrollo tecnológico del coche eléctrico y poner en marcha políticas industriales y tecnológicas. Si los vehículos eléctricos logran tener un sobrecoste nulo en 2026, el coste de la tonelada de CO2 evitada sería negativo.

La retirada acelerada de vehículos convencionales es otra de las opciones más efectivas pero, a la vez, menos eficientes y más caras para reducir emisiones, ya que requiere deshacerse de vehículos con un valor residual aún significativo. Los autores señalan que un impuesto de matriculación más elevado, podría reducir la tasa de renovación, siempre y cuando solo se aumentara para los vehículos más contaminantes y se dejara igual o, incluso, fuera más bajo, para los menos contaminantes, de forma que el impacto neto sobre el comprador que se plantea renovar su vehículo se mantenga o reduzca.



Atasco en una gran ciudad.

### Transporte de mercancías

La demanda de movilidad para el transporte de mercancías, tal y como recoge el informe de Economics for Energy, ha aumentado desde el año 1995, excepto en los años posteriores al pinchazo de la burbuja inmobiliaria, ya que su demanda, que siempre ha ido muy ligada al avance de la economía, no sólo depende de la evolución de la producción, sino también de la intensidad en el uso del transporte de los

**El uso del transporte público es la medida más efectiva para reducir las emisiones**

distintos sectores. El sector de la construcción, en particular, es muy intensivo en el uso del transporte, lo que explica ese *desacoplamiento* que podría desaparecer si el sector de la construcción volviera a ganar peso en la economía.

Uno de los resultados que se mantiene en los cuatro escenarios proyectados en el informe -de Refe-

# Energía

elEconomista.es

## Precios de los carburantes

									
	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo
<b>GASOLINA</b>	1,417€	1,406€	1,469€	1,079€	1,316€	1,465€	1,183€	1,114€	1,176€
<b>DIESEL</b>	1,308€	1,236€	1,218€	1,118€	1,218€	1,339€	1,073€	1,042€	1,069€

rencia (BAU), escenario PNIEC (PNI), de Retirada Acelerada (RET) y de Restricciones al Tráfico Urbano (RTU)-, es la creciente importancia en términos de emisiones del transporte de mercancías, para el que se observa un incremento importante de la actividad hasta un 50% sobre el total, y que actualmente supone un tercio de las emisiones contaminantes.

Como en este sector, a día de hoy, no hay previstos cambios tecnológicos significativos a 2030, la única mejora sería la derivada de la normativa europea, que exige una reducción de emisiones del 30%. Dado que esta exigencia de caída de las emisiones no se estima suficiente, los autores del informe -Pedro Linares y Xavier Labandeira, directores del centro de investigación- recomiendan aumentar la atención de las políticas públicas hacia la descarbonización del transporte pesado, mediante el diseño de estrategias específicas.

### Es fundamental apoyar el desarrollo tecnológico del vehículo eléctrico

Tal y como señala el documento, las opciones tecnológicas para la descarbonización del transporte pesado son más limitadas. La electrificación con baterías presenta más problemas para largas distancias, pero no en distancias más cortas, donde la electrificación de furgonetas para el transporte urbano podría ser competitiva en un plazo muy breve. Otra opción sería el uso de pilas de combustible alimentadas por hidrógeno producido con fuentes renovables. En este caso la autonomía puede ser mayor, aunque requiere un transporte y almacenamiento seguro del hidrógeno.

La tercera opción, aunque sólo a corto plazo, es el uso del gas natural, que permite, en los casos más optimistas, reducir hasta un 15-20% las emisiones de CO<sub>2</sub>; sin embargo, las emisiones de NO<sub>x</sub> no son significativamente menores. La viabilidad de cada una de estas opciones dependerá, por tanto, de su nivel de competitividad económica y de su madurez tecnológica. Los distintos análisis muestran diferentes grados de optimismo respecto a las baterías o pilas de combustible.



Emisiones producidas por la circulación de vehículos.

## Adquisición

**Eni adquiere el 100% de la española Aldro Energía**

Eni gas e Luce, propiedad de la petrolera italiana Eni SpA, entra en el mercado de la energía Ibérica. La compañía ha llegado a un acuerdo para hacerse con el 100% de la española con sede en Torrelavega (Santander) Aldro Energía, que suministra actualmente energía a 250.000 clientes ubicados principalmente en España y Portugal, con un importante foco en el segmento de pequeñas y medianas empresas. El acuerdo también incluye la adquisición

de la empresa de *backoffice* Instalaciones Martínez Díaz S.L.U. "Esta adquisición permite a Eni gas e luce ampliar su presencia en el mercado europeo. La empresa tiene como objetivo aumentar su cartera, alcanzando los 11 millones de clientes en 2023, para ofrecer no sólo gas y electricidad, sino toda la gama de servicios relacionados con el hogar y la energía", ha señalado Alberto Chiarini, consejero delegado de Eni gas e luce.

## Nombramiento

**Carlos Barrasa, nuevo presidente de BP España**

Con efectividad 1 de enero de 2021, Carlos Barrasa ha asumido el cargo de presidente ejecutivo de BP en España. Combinará esta posición con su puesto global como vicepresidente del negocio de Soluciones Integradas, creado recientemente para contribuir a la descarbonización de ciudades y grandes empresas, como parte de la nueva ambición de BP de convertirse en una compañía de cero emisiones netas en 2050 o antes.

El nuevo presidente de BP España, se incorporó a la compañía en el año 2000 y en 2007 se trasladó a Reino Unido, desde donde ha liderado la transformación y el crecimiento de los negocios en el área de Downstream. Barrasa toma el testigo de Luis Aires, quien se traslada a Latinoamérica como responsable de Downstream en Pan American Energy Group (PAEG), compañía del Grupo BP con sede en Buenos Aires.

## Venta

**Cepsa vende su cartera de clientes de luz y gas a Podo**

Cepsa ha alcanzado un acuerdo para traspasar su cartera de clientes residenciales de electricidad y gas -unos 75.000 contratos- a Podo. La operación se enmarca dentro de la revisión de activos que está realizando la compañía para centrarse en negocios más estratégicos. Cepsa continuará suministrando electricidad 100% renovable y gas a industrias y empresas, negocio que representa más del 97% de la comercialización total de este campo.

El traspaso de la cartera de Cepsa a Podo, que ya cuenta con las aprobaciones regulatorias pertinentes, se producirá durante los próximos meses. Los clientes mantendrán, durante un mínimo de seis meses, las condiciones de los suministros de luz y gas, el servicio de mantenimiento, así como los descuentos de la tarjeta *Porque TÚ Vuelves*. Igualmente, la electricidad suministrada continuará siendo 100% renovable.

## Biocombustibles

**Repsol produce en Tarragona biocombustible para aviones**

Repsol ha completado con éxito la fabricación del primer lote de biocombustible (biojet) para aviación producido en el Complejo Industrial de Tarragona, que se suma a la fabricación de más lotes de biocombustible para este medio de transporte que se están realizando en otros complejos industriales del grupo en España. El lote, fabricado a partir de biomasa, ha superado las exigentes pruebas que requieren estos productos.

Consta de 10.000 toneladas de combustible de aviación -equivalente al consumo de 145 vuelos entre Barcelona y Los Ángeles- con un contenido bio inferior al 5% para poder cumplir con los requisitos de calidad establecidos por las especificaciones internacionales. Su uso como combustible sostenible de aviación evitará la emisión de 630 toneladas de CO2 a la atmósfera, lo que equivale a 55 vuelos Madrid-Barcelona.

# El precio del gas se recupera tras el paso de 'Filomena'

El precio diario en MibGas alcanzó la cifra récord de 52 euros/MWh el pasado 8 de enero, duplicando las cifras registradas en el resto de 'hubs' europeos

R. Esteller / C. Raso. Fotos: iStock

Después de un inicio de año un tanto convulso, el precio del gas natural vuelve poco a poco a la normalidad. El valor más alto se registraba el pasado 8 de enero, cuando el precio diario en MibGas alcanzaba los 52 euros/MWh, una cifra récord en España y también en Europa, que duplicaba las cifras registradas en el resto de *hubs* europeos, que ese mismo día se movieron entre los 20,32 y los 23,32 euros/MWh. Al cierre de esta edición, el precio del gas en MibGas se sitúa en los 22,89 euros/MWh, con una diferencia mínima de entre 1 y 2 euros/MWh por encima respecto a los precios de Reino Unido (NBP), Francia (PEG) e Italia (PSV).

Algo similar ha sucedido con la demanda de gas. La cifra más alta a nivel nacional se alcanzaba el pasado 7 de enero -coincidiendo con la llegada de la borrasca Filomena a España- cuando se superaron los 1.600 GWh consumidos, a diferencia de los 975 GWh que se registraban al cierre de esta edición. La primera cifra se quedaba muy cerca del récord alcanzado el 17 de diciembre de 2007, cuando la deman-



Gasoducto.



Cocina de gas.

da nacional de gas se elevó hasta los 1.863 GWh. Por su parte, el récord de demanda convencional se produjo el 12 de enero -en plena ola de frío con temperaturas gélidas esos días en gran parte del país- alcanzando los 1.298 GWh. En lo que llevamos de año, la demanda de gas natural en España supera los 30.500 GWh.

Actualmente, el sistema sigue operando con fuertes niveles de entrada de gas a través de los gasoductos y las plantas de regasificación van recuperando sus capacidades. Esto último está siendo posible gracias a que los precios en Asia -principal comprador de gas-, se han relajado en los últimos días, lo que ha permitido que el tránsito de los metaneros -que se han convertido en unos cargamentos de gran valor- hacia las plantas de regasificación españolas, sea más fácil.

El incremento de la cotización del gas -unido a la ola de frío y la subida del precio del CO2- también ha afectado a la electricidad, con el mercado mayorista en máximos históricos de 94,99 euros y una demanda que ha llegado a superar los 42.200 MW. La situación ha sido tan delicada, que tanto REE como Enagás tuvieron que tomar medidas urgentes para preservar la seguridad del suministro en el país.

El gestor técnico del sistema gasista tuvo que poner en marcha una de las medidas de urgencia previstas dentro del Plan Invernal. El pasado 8 de enero, liberaba 1,5 días de reserva -de los que 3,5 días que hay- para hacer frente a la demanda nacional.

Asimismo, Enagás decidía actualizar la previsión de operación de las plantas de regasificación para el mes de enero, acelerando la llegada de un buque metanero a la planta de Barcelona y la llegada a Cartagena de otro buque de menor tamaño. De hecho, incluso se readaptaron las descargas para introducir más capacidad de gas en la red de transporte.

Para lograrlo, se desvió un buque cuya entrada estaba prevista para la planta de Reganosa (A Coruña) hacia la de Bilbao -que cuenta con una mayor capacidad de evacuación de gas-, después de la espantada protagonizada por otro barco que se des-

**La demanda de gas en España alcanzó su cifra más alta el 7 de enero, superando los 1.600 GWh**

vio sin el preaviso de 72 horas -que ahora desarrollaremos-, reprogramándose una descarga posterior para Reganosa en compensación. Además, otro barco que había previsto para la planta de Sagunto en la planificación de finales de diciembre, también se desvió, aunque en este caso sí se cumplieron los requerimientos de preavisos necesarios.

Con estas medidas, la intención de Enagás no ha sido otra que adelantar al máximo la llegada de buques para evitar problemas y tratar de reforzar las entradas por los gasoductos internacionales. No

obstante, el precio del gas se ha ido abaratando más de un 55% desde los valores alcanzados durante el temporal y se espera que siga bajando en febrero.

### Argelia y las interconexiones

La pregunta que surge ahora es qué ha podido pasar para que se haya producido esta escalada de precios, tanto en la luz como en el gas, este mes de enero. Existen varias razones.

Por un lado, Argelia redujo durante la primera semana de enero sus exportaciones a Europa -tanto a España como a Italia- por un problema en una planta del que no se han conocido los detalles y que, una vez resuelto, permitía recuperar las capacidades de los dos gasoductos que provienen de los yacimientos Pedro Durán Farrell, que entra por Tarifa, y Medgaz, que entra por Almería.

Se estima que ambos tubos tienen una capacidad de 500 GWh/d y sufrieron en la primera semana de enero cortes de más del 50%, lo que afectó, principalmente, a los agentes con contratos a largo plazo (especialmente Naturgy y Cepsa).

Para contrarrestar esta situación, los agentes comercializadores incrementaron, en la medida de lo posible, las importaciones de gas desde Francia (75 GWh/d), llevando la capacidad de este enlace hasta el 100% y recordando así la necesidad de incrementar las interconexiones gasistas con el resto de Europa, tal y como marcan las directivas, y que hoy se incumple sin que la Comisión Europea tome cartas en el asunto.

### Argelia redujo sus exportaciones a Europa la 1ª semana de enero por un problema en una planta

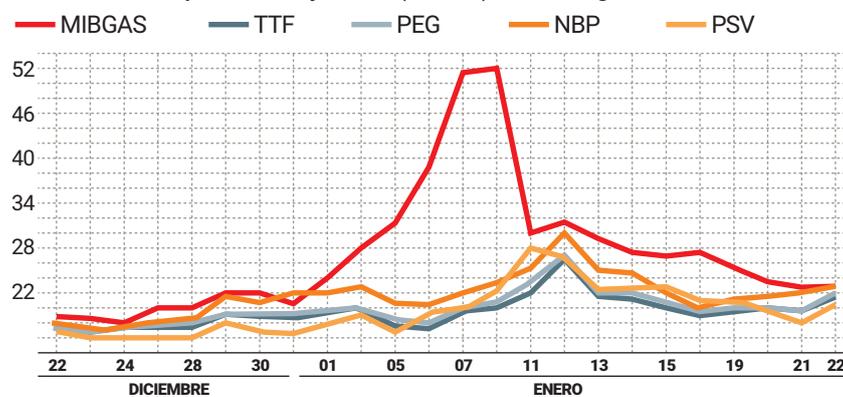
A este aumento de la compra de gas a Francia, que por sí solo no era capaz de abastecer al mercado, se unió un aumento de los niveles de regasificación (400 GWh/d), lo que provocó una reducción drástica del stock de dichas plantas hasta niveles mínimos.

Es justo aquí donde cobra importancia la situación vivida el 4 de enero. Un buque metanero comunicó su desvío de la planta de regasificación de Bilbao para el 7 de enero sin el preaviso de 72 horas, lo que unido a los problemas de la interconexión con Argelia, pusieron en jaque al sistema gasista.

Este hecho provocó una escalada de precios en el mercado de gas español, subiendo la cotización hasta los 60 euros/MWh, cuando los hubs europeos seguían en 20 euros/MWh, con un suministro estable desde Rusia y Noruega, que llevó el precio del gas en Mibgas al histórico de 52 euros/MWh el 8 de enero.

## Precios del Gas Natural

Precio último del producto Day Ahead (€/MWh). Día de negociación, 22/01/2021



Fuente: MibGas.

elEconomista



Válvulas.

Para entender un poco mejor la situación que hemos vivido, es importante recordar que Argelia había perdido peso en el suministro a nuestro país. El año pasado, la llegada de gas natural licuado pasó a representar el 64%, frente al 36% de las importaciones a través de gasoductos desde el norte de África. Apenas un año antes, el reparto situaba la dependencia de los gasoductos argelinos en el 56%, frente al 44% de la entrada de GNL.

A lo largo de 2020, el GNL de Estados Unidos y Rusia fue capaz de reducir la entrada de gas natural desde Argelia por mejores precios. Según datos de la Corporación de Reservas Estratégicas (Cores) hasta el mes de octubre, un 17% del gas llegó desde EEUU y un 10% desde Rusia, mientras que la tradicional cuota de mercado de Argelia -que habitualmente rondaba entre el 40% y el 50%- se quedó en apenas el 28%.

### La demanda de gas natural en España baja un 10,4% en 2020

La demanda total de gas natural en España en 2020, en un contexto de crisis provocado por el Covid-19, ha alcanzado 360 TWh, lo que supone un 3,1% más que la cifra registrada en 2018.

Comparado con 2019, que fue un año en el que la demanda creció excepcionalmente (+14%) por las altas entregas de gas natural para la generación de electricidad, la demanda total se encuentra en torno al 90,4%.

Al finalizar 2020, la demanda convencional, que representa en torno al 75% del total, se sitúa en torno al 94%, comparada con cifras de antes de la pandemia. Este consumo descendió durante el confinamiento en algunos días de abril, situándose en un 73% con respecto a los mismos días del año anterior.

## Inversión

**El fondo australiano IFM lanza una OPA sobre el 22,7% de Naturgy**

El fondo australiano IFM ha lanzado una opa sobre 220 millones de acciones de Naturgy, el 22,69% del total, a un precio de 23 euros por título, lo que implica un importe máximo de 5.060 millones, que se pagarán en efectivo.

CVC y los March, y GIP, que suman el 41,36% de la opada, pactan no acudir. La oferta está condicionada a que la acepte un mínimo del 17% del capital so-

cial. Naturgy considera la oferta "no solicitada" y anuncia que se pronunciará cuando sea oportuno. La oferta de IFM Global Infrastructure Fund, asesorado por el gestor de fondos global australiano IFM Investors, Credit Suisse y Linklaters, supone una prima del 28,9% sobre el precio medio ponderado por volumen (VWAP) de las acciones de Naturgy de los últimos seis meses, de 17,84 euros, y del 22,7% sobre el VWAP de los últimos tres meses, de 18,74 €.

## Hidrógeno

**Acuerdo entre Duro Felguera, Hunosa y Nordegás en hidrógeno verde**

Duro Felguera ha firmado un acuerdo con las empresas Hunosa y Nordegás para desarrollar proyectos de hidrógeno verde en la zona central de Asturias. Los proyectos se centrarán en la producción, almacenamiento, transporte, inyección en la red de gas natural y uso en movilidad de este gas renovable. Los proyectos se desarrollarán y escalarán su dimensión adaptándola a la evolución de la demanda prevista de este gas renovable en la Hoja de Ru-

ta del Hidrógeno marcada por el Ministerio. Varios consumidores de hidrógeno, empresas de transporte entre ellos, ya han confirmado su interés en estos proyectos y en el potencial consumo del hidrógeno producido. Las tres empresas están, además, trabajando activamente en la Mesa de Hidrógeno de Asturias, creada por la Dirección de Energía, Minas y Reactivación y la Fundación Asturiana de la Energía (FAEN).

## GNL

**Proyecto de ahorro energético de Redexis en sus plantas satélite de GNL**

Redexis ha obtenido el respaldo económico del CDTI para un proyecto de I+D basado en el desarrollo de un nuevo sistema de tratamiento térmico para instalaciones de GNL mediante el uso de un tubo de vórtice de Ranque-Hilsch. Redexis está desarrollando este proyecto en una de sus plantas de gas licuado en Sigüenza (Guadalajara), lo que la convierte en la primera compañía en utilizar el tubo de vórtice o vórtex en estas plantas como sustitución al

actual aporte de energía -calderas, bombas y agua caliente o electricidad- para recalentar el gas natural antes de su suministro para consumo. La eliminación de este aporte de energía supone para Redexis una mejora de la sostenibilidad ambiental de las instalaciones y simplifica el funcionamiento de la instalación al no tener que instalar intercambiadores de calor alimentados por agua caliente o electricidad, reduciendo los costes de mantenimiento.

## Nombramiento

**Francisco López Martín, reelegido presidente de Gasnam**

La Asociación ibérica de movilidad sostenible que apuesta por el uso del gas natural, biometano e hidrógeno como soluciones para alcanzar los objetivos ambientales de descarbonización en el transporte terrestre, marítimo y ferroviario, estrena nueva Junta Directiva. Tras un proceso de transformación y adecuación de la asociación a los nuevos retos, Francisco López Martín (Naturgy) ha sido reelegido presidente de Gasnam durante cuatro años más.

López Martín afronta esta nueva etapa acompañado de Claudio Rodríguez (Enagás), reelegido vicepresidente de la sección Energía; Jose Luis Pérez (Iveco), reelegido vicepresidente de la sección Terrestre; y Jose Poblet (CotenaVal), nuevo vicepresidente de la sección Marítima, todos ellos integrantes de una Junta Directiva renovada compuesta por 16 vocales en representación de 16 compañías socias de Gasnam.



Ignacio Galán, presidente de Iberdrola, el primer día de la salida a bolsa de Avangrid. Matthew McDermott

## Así crea Iberdrola un gigante en EEUU

**PNM Resources ha convocado su junta para el 12 de febrero. Tiene que afrontar dos demandas en Estados Unidos por la venta y pagará casi 40 millones a sus ejecutivos por el cambio de control en la compañía**

Rubén Esteller.

Iberdrola encara los trámites para cerrar la operación de compra de PNM Resources por cerca de 8.500 millones de dólares. La compañía estadounidense ha convocado su Junta extraordinaria para el próximo 12 de febrero con la intención de dar el pistoletazo de salida a una adquisición que comenzó a negociarse en febrero de 2019, que se rompió hasta en dos ocasiones y que esperan cerrar a finales de 2021. La senda para esta adquisición, que creará un gigante en EEUU con más de 40.000 millones en activos, no está exenta de problemas tanto regulatorios como judiciales.

El pasado 5 de enero un grupo de accionistas presentó ante la Corte del Distrito Sur de Nueva York dos demandas contra PNMR y su consejo de administración, al asegurar que la información dada a conocer en el hecho relevante enviado a la SEC el 18 de diciembre era incompleta, pero la compañía considera que ambas reclamaciones están vacías de fundamentos jurídicos. En el ámbito regulatorio, Avangrid trabaja para conseguir los permisos nece-

sarios. La eléctrica inició el 21 de diciembre la notificación para lograr los permisos de Competencia y Hard Scott Rodino.

La compañía, además, envió el 11 de diciembre una notificación voluntaria para hacerse con la autorización de inversiones extranjeras (CFIUS) e inició los trámites para lograr los permisos de los reguladores estatales NMPRC de Nuevo México y de la PUCT en Texas, así como del federal para el área de energía FERC, para la seguridad nuclear NRC -que se inició el 2 de diciembre- y el de telecomunicaciones, FCC.

En la junta, los accionistas de PNMR, entre los que figuran BlackRock con una participación del 11,3% -segundo accionista de la española con un 5,25%- y The Vanguard Group, con el 10,87%, tendrán que decidir si apoyan la oferta de Avangrid, así como pronunciarse sobre las compensaciones que va a recibir la dirección de la estadounidense dentro del llamado *golden parachute* o paracaídas de oro.

Según figura en la documentación de la junta, la presidenta, Patricia K. Collawn, percibirá por su salida un total de 19 millones de dólares; el vicepresidente ejecutivo y principal artífice de la operación por

**La adquisición se inició en febrero de 2019 y se espera finalice a finales de 2021**

la parte norteamericana, Charles N. Eldred, cobrará 6 millones de dólares; el vicepresidente senior y CFO, Joseph D. Tarry, otros 2,9 millones; el secretario general Patrick V. Apodaca, unos 3,7 millones; el vicepresidente de Políticas Públicas, Ronald N. Darnell, unos 2,8 millones; y el vicepresidente de operaciones, Chris M. Olson, otros 2,9 millones.

Tras la fusión, tanto la presidenta como los vicepresidentes Eldred y Apodaca, abandonarán la compañía, mientras que Joseph D. Tarry se convertirá en el nuevo presidente y consejero delegado de PNMR una vez que esté ya en manos de Iberdrola.

La compañía ha fijado también dentro del acuerdo de fusión una partida de 4 millones para un plan de retención del talento, tanto para empleados como para ejecutivos, aunque dentro de la negociación también se firmó un acuerdo de garantías de dos años para todos los trabajadores, un extremo que se consideraba básico para los ejecutivos norteamericanos.

#### Así se negoció la compra

Uno de los puntos que más discusiones generó entre Avangrid y PNMR fueron los pagos mutuos que

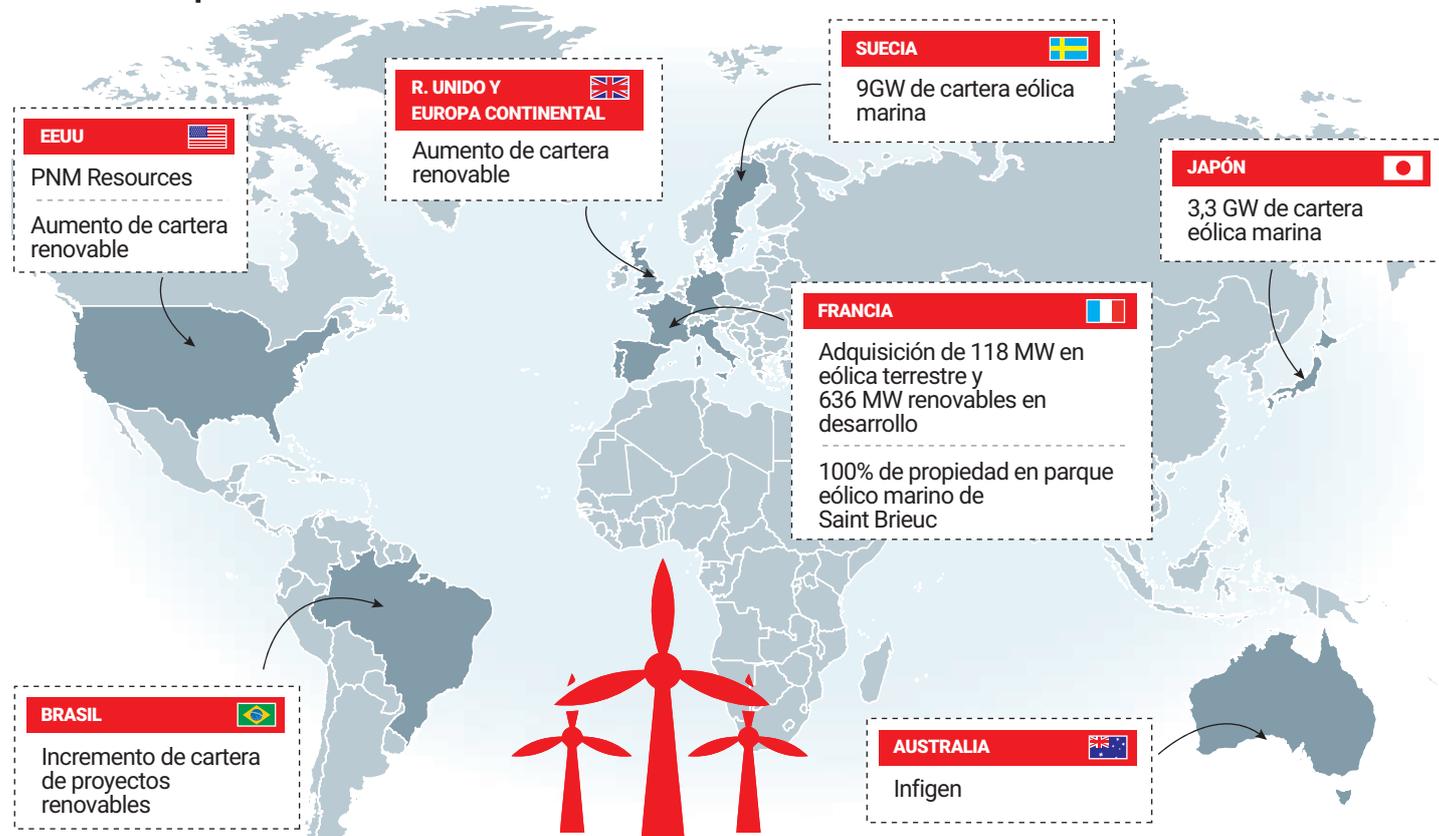


**El presidente de Iberdrola en Nueva York.** Matthew McDermott

deberían hacerse si la operación no llegase a buen puerto. PMNR tendrá que hacer frente a un desembolso de 130 millones de dólares, mientras que la española debería afrontar un pago de 184 millones, así como 10 millones de dólares en gastos para la parte que incumpliera.

La operación de compra de PNM Resources ha sido el juego del gato y el ratón. Sin apenas rivales para la española, la maduración de la compra fue lenta y supuso casi dos años de negociaciones por toda la geografía estadounidense desde Miami, Phoenix, Boston a Nueva York, y la crisis de una pandemia.

## Nuevas plataformas de crecimiento de Iberdrola



Fuente: Iberdrola.

elEconomista

El consejo de PNMR decidió buscar a finales de 2018 un comprador ante los riesgos que había detectado por su incapacidad para crecer con compras y su relativamente baja capitalización.

El 22 de febrero, tras un análisis financiero previo realizado por Evercore, el consejo autorizó invitar a cuatro compañías, entre ellas Iberdrola. El primer contacto entre el vicepresidente ejecutivo de PNMR, Charles N. Eldred, y el director de desarrollo corporativo de Iberdrola, Pedro Azagra, no se produce, no obstante, hasta principios de abril en Boston. Apenas unas semanas después, a finales de mes, ambos ejecutivos vuelven a encontrarse en San Diego (California) y acuerdan arrancar las conversaciones. PNM Resources comienza a ver entonces dificultades en el camino, ya que en apenas unas semanas se caen del proceso dos de las cuatro compañías que habían mostrado interés.

La eléctrica española ficha como asesor financiero a BNP y plantea un primer acercamiento: ofrece un pago del 80% en acciones y el 20% en efectivo a mediados de agosto. Su contrincante plantea trocar la empresa junto con un fondo de capital privado, pero pagar en efectivo por toda la operación. La eléctrica se quedaría el negocio de Texas mientras que el fondo se haría con el de Nuevo México.

PNM Resources, tras conocer este planteamiento, descarta seguir con el proceso y dejan a Iberdrola como único candidato para la operación. De hecho, la eléctrica plantea una oferta que valora en 50,9 dólares la compañía y eleva hasta un 40% su oferta en efectivo. A partir de ese momento, la operación se calienta y los contactos son frecuentes. Comienza el cruce de documentos entre los abogados

**La nueva compañía contará con más de 40.000 millones en activos**

de la empresa estadounidense y Latham & Watkins, que representa a Avangrid. Las cláusulas de indemnización por la ruptura de la operación mantienen las tensiones negociadoras durante meses. Iberdrola tiene todavía en el recuerdo la experiencia vivida en Brasil frente a su mayor rival: Enel.

Llega el mes de octubre y las negociaciones aumentan. Los cruces de llamadas entre ambas partes se producen casi a diario y el trabajo se avanza tanto en aspectos regulatorios como financieros, hasta que entrado noviembre el responsable de desarro-



Construcción del parque eólico Buffalo Ridge II de Avangrid Reneables en los condados de Brookings y Deuel, Dakota del Sur (EEUU). eE

El corporativo de Iberdrola se topa con un problema para la compañía dentro de su estrategia. PNM Resources mantiene presencia en una planta de carbón, Four Corners. La compañía norteamericana está en pleno proceso de desinversión y actualiza los datos, pero la española decide tomarse su tiempo.

PNMR, que considera que las conversaciones no avanzan al ritmo que esperaba, decide romper las negociaciones y así se lo transmite a Iberdrola el 10 de diciembre. El consejo de la compañía vuelve a reunirse el 17 de enero, pero el racional de buscar una fusión no ha desaparecido y viendo que ningún otro candidato ha mostrado interés, se decide volver a sondear a Iberdrola, aunque se amaga con tentar a otras compañías.

Eldred llama a Azagra y acuerdan verse en persona. El 30 de enero ambos directivos se citan en Phoenix, donde Iberdrola reitera sus dudas por el carbón y pactan renegociar la valoración de la operación. El 24 de febrero se produce una fuerte caída de los precios de las acciones por el Covid y PNMR pide un pago con prima a la española al tiempo que mantienen las discusiones sobre las indemnizaciones por la ruptura. La crisis se incrementa y las acciones de PNMR se hunden el 20 de marzo hasta los 29,93 dólares, lo que abre la puerta a una operación totalmente pagada en efectivo.

Las negociaciones vuelven a retomarse mientras el precio de la acción comienza a recuperarse. Avangrid

inicia un cambio de consejero delegado, lo que vuelve a incrementar las tensiones hasta el punto que el mismo día de su nombramiento, el 15 de junio, el consejo de PNMR considera que sus accionistas no tendrán una prima en la operación planteada y con las dudas que les genera la llegada de Dennis Arriola como nuevo CEO de Avangrid, optan por romper las negociaciones.

El consejo de la compañía vuelve a instar a reabrir las negociaciones con Iberdrola con condiciones claras. Tras varios contactos, Iberdrola envía en agosto una

# 8.500

Son los millones de dólares que Iberdrola pagará por la compra de PNMR

oferta inicial que facilita que los negociadores vuelvan a sentarse a la mesa, donde se plantea un precio de 50,23 dólares que servirán para despejar el camino. El 15 de septiembre se analiza los repartos de los futuros ejecutivos y el 14 de octubre se produce una reunión entre el presidente de Iberdrola (Galán) y la presidenta de PNMR (Collawn), que servirá para rematar los flecos pendientes y que la operación se pudiera anunciar el 21 de octubre, días antes de dar a conocer el mayor plan de inversión de la historia de una empresa española.

## JOAN BATALLA

Presidente de Sedigas



*“Hay otras vías, como las concesiones hidráulicas, para pagar las renovables”*

**Joan Batalla acaba de asumir la presidencia de la patronal del sector gasista Sedigas. Su primera misión al frente de esta asociación consiste en aportar soluciones al Gobierno e ideas sobre la propuesta de creación del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico**

Por Rubén Esteller. Fotos: eE

Joan Batalla acaba de ser nombrado presidente de la patronal gasista Sedigas. La asociación reclama una revisión de la propuesta del Fondo para pagar las renovables por el riesgo que aprecian para la competitividad de la industria consumidora en una medida que consideran que no es progresiva y que afectará a las zonas rurales del país que cuentan con una menor capacidad para la electrificación de sus suministros.

**¿Se sienten víctimas de la regulación? El gas a va a recibir otro golpe con la propuesta del Fondo para pagar las renovables.**

Existe preocupación porque creemos que no es un fondo de transición energética. Es un fondo para pagar los sobrecostes de las renovables y no deja de ser una reforma fiscal encubierta. Un fondo con unas contribuciones por parte de determinados agentes no deja de ser una tasa y el gran tema

que no se ha abordado en este país es el de la reforma fiscal medioambiental. Estamos nuevamente parcheando y creo que, sin menoscabar la necesidad de esa reforma, hay que buscar soluciones que pueden estar en el mercado eléctrico. Hay cuestiones que no se han abordado, como el régimen concesional de las hidráulicas. Hay otras vías de ingresos para sufragar esos costes hundidos asociados a las renovables y que se deben explotar antes de repercutir al resto de energías. Y compartimos que la competitividad pasa por rebajar el precio final de la energía, pero eso no es, rebajo la electricidad y traslado a los consumidores energéticos esos costes que son del pasado.

#### ¿Qué propone Sedigas?

Estos días estamos desempolvando el informe del Comité de expertos y ahí ya se apuntaban medidas. La más progresiva son los Presupuestos. Obviamente sabe-

impacto que aparece en la memoria, estamos hablando de 1.100 millones y si lo comparas con los costes regulados de distribución, estamos hablando de la misma magnitud. Es decir, vamos a duplicar los costes del gas y obviamente con un efecto sobre la competitividad de las empresas y discriminatorio sobre los consumidores.

#### Comentaba antes la situación de la hidráulica ¿Qué han planteado?

Como asociación, planteamos que en la medida de que se trata de una reforma fiscal, tenemos que plantearnos el tema con tranquilidad, con sosiego y no de forma urgente como se ha planteado, para ver qué soluciones se pueden dar para mejorar nuestra posición competitiva. Creemos que en ese proceso de reflexión se deben plantear todas las posibilidades y lo he puesto como ejemplo. El régimen concesional de las hidráulicas ha sido un tema que siempre ha estado en debate.



*“El Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico es una reforma fiscal encubierta. Estamos poniendo parches”*

*“El Fondo no es para fomentar inversiones de futuro, sino para ver cómo trasladamos esos 7.000 millones al resto de sectores”*

mos las limitaciones que tiene por la situación, pero vemos oportuno que analicemos primero qué soluciones puede haber a través del propio sistema eléctrico antes de repercutirlo de cara a futuro en el resto. Esto es ver cómo pagamos la herencia del abuelo y no pensamos en los estudios del hijo. El fondo no es para fomentar inversiones de futuro, sino para ver cómo trasladamos esos 7.000 millones al resto de sectores, afectando especialmente a los consumidores industriales y domésticos en una reforma, a nuestro parecer, muy discriminatoria.

#### Esto ya pasó en el sector del gas con Castor. El coste se cargó a los consumidores hasta que la justicia ha puesto orden

Sí, y en este sentido una de las reflexiones que hacemos en nuestras alegaciones es el carácter desproporcionado. Si uno mira el

#### Esta medida va a coincidir con la reforma fiscal de Bruselas ¿Cree que es compatible?

Las señales que se tienen que dar son compartidas a nivel europeo, pero viendo la experiencia de otros países, la fórmula de un fondo con contribuciones no tributarias no es la vía que se está siguiendo. No sabemos si estará alineada o no con Europa.

#### En España también tenemos un impuesto único, como el de la generación, que afecta a los ciclos.

Si estamos solapando medidas con distintas figuras tributarias, lo oportuno sería que en el marco de esta reforma tributaria se hiciera una reflexión a nivel comunitario de cuáles son las líneas estratégicas y ordenar la situación que tenemos en nuestro país.

#### ¿Qué impacto tendrá esta medida para un consumidor doméstico?

Hay una cuestión que surge del análisis y es que no va acompañado de un estudio de los impactos en los consumidores de una medida de esta naturaleza. Las compensaciones y exenciones no están detalladas y en el proceso de tramitación todos los sectores industriales querrán tener esa consideración de exentos o lograr compensaciones por los efectos inducidos y, a medida que esas partes se incrementen, habrá una mayor carga para los consumidores domésticos o los industriales que no queden exentos. En nuestro primer análisis para el consumidor doméstico para un tipo TUR 1 le supone un incremento del 8% y para un TUR 2 del 11%, con lo cual es un incremento significativo. Más allá de los promedios, hemos puesto de manifiesto el carácter discriminatorio de la medida, puesto que va a tener un impacto mayor en la España fría o sobre un consumidor rural frente a un aire acondicionado o una segunda vivienda.

ál va a ser la situación del sistema gasista. Nos preocupa que en estos momentos está equilibrada y es una muestra de la necesidad de garantizar la sostenibilidad económico financiera del sistema gasista y aventurar que puede pasar es prematuro, pero indudablemente va a tener un efecto. A menor consumo de gas también hay menor recaudación y eso incide sobre las actividades reguladas y las de red.

#### ¿Cómo ven los planteamientos de la Ley de Cambio climático?

Se ha trabajado en los últimos meses y cualquier esfuerzo que vaya encaminado a garantizar que el gas forma parte de la solución de descarbonización pues, obviamente, bienvenida sea. En este sentido, dentro de ese trámite parlamentario estamos convencidos de que se va a poner de manifiesto que el objetivo es la descarbonización y que la electrificación va a ser muy relevante pero que no solo con la electrificación se va



*“El impacto ahora es superior al de las circulares y, obviamente, condiciona su viabilidad”*



*“Veo voluntad, por parte de todos, de defender los intereses del gas desde una perspectiva de consenso”*

#### ¿El fondo acaba con la competitividad del sector del gas?

Los costes para un consumidor industrial están alineados con la media europea. Un aumento de esta naturaleza, del orden de 6 euros/MWh, supone un incremento de los costes de cerca del 25%, que además siguen pendientes de las exenciones. Eso merma la capacidad competitiva en un momento tan relevante como el actual de recuperación.

#### ¿Y la del propio sector del gas?

Por descontado. En su momento, cuando se abordó la circular y la metodología, el impacto era menor y ahora estamos hablando de 1.100 millones y, obviamente, condiciona su viabilidad.

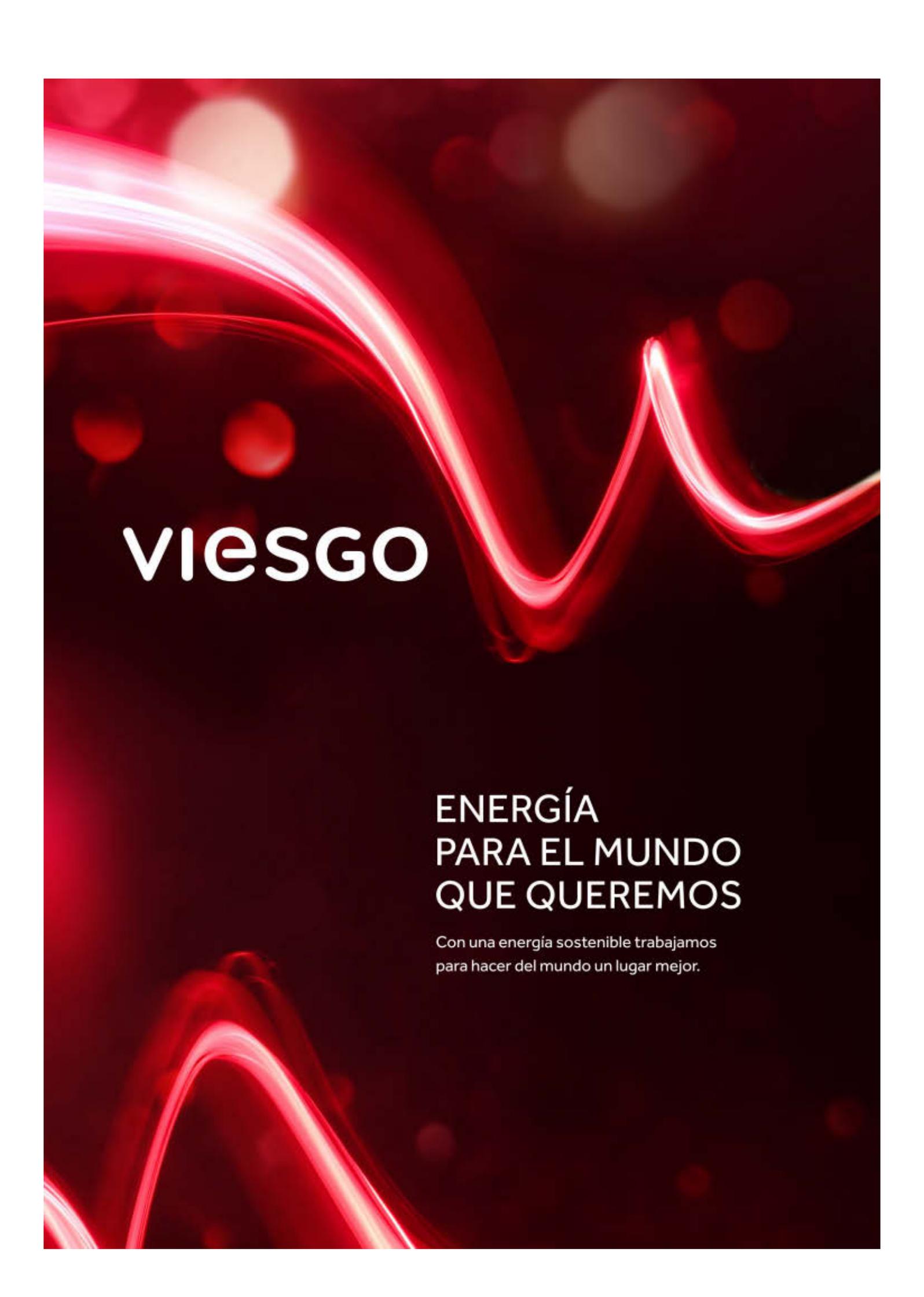
#### ¿Cree que se puede generar déficit?

Es muy prematuro el tema de especular cu-

a conseguir los objetivos. Si uno mira el PNIEC se ve que el peso del gas se sigue manteniendo en ese horizonte del 2030 y lo que es importante es seguir avanzando en las inversiones que permitan aprovechar las oportunidades del sistema gasista.

#### ¿La salida de Naturgy de aelec puede provocar la salida de alguna compañía de Sedigas?

En toda asociación existen perfiles diferenciados, pero en nuestro caso existe el consenso de que hay que defender el potencial del gas en la transición energética. Creo que no saldrá nadie, pero especular sobre estas situaciones es prematuro por mi parte o no es oportuno. Llevo pocas semanas en la asociación, pero veo la voluntad por parte de todos de defender esos intereses del gas desde una perspectiva de consenso para aportar soluciones a la Administración.



**VIESGO**

**ENERGÍA  
PARA EL MUNDO  
QUE QUEREMOS**

Con una energía sostenible trabajamos  
para hacer del mundo un lugar mejor.



**Rubén Esteller**  
Director de elEconomista Energía

## Fainé tiene oportunidad de salir de Naturgy y no la desaprovechará

**E**l presidente de Critería, Isidro Fainé, tiene la oportunidad de reducir el peso de su participación en Naturgy con la llegada de un inversor de largo plazo como es el fondo austriaco IFM. La operación, ansiada por el ejecutivo durante mucho tiempo, encajaría dentro de los planes que tiene para el *holding* financiero y al que en alguna ocasión ya hemos hecho referencia en estas páginas.

Fainé quiere convertir Critería en un vehículo similar al de los estudiantes de Harvard, es decir, pequeñas participaciones en muchas empresas de modo que la rentabilidad esté asegurada y el riesgo más repartido para poder seguir adelante con el pago de dividendos a la Fundación bancaria La Caixa para su Obra Social.

El dirigente de Critería tiene ante sí la posibilidad de reducir su participación en Naturgy a un precio superior al que vendieron en su momento tanto Critería como Repsol y es probable que no lo desaproveche, pero para poder hacerlo primero hay que tejer las bases necesarias.

El fondo IFM no cuenta todavía con el permiso del Gobierno para entrar en Naturgy y Critería no se pronunciará antes de conocer la posición del Gobierno en este sentido. La oferta ya está sobre la mesa, pero el Ejecutivo puede tumbarla de un plumazo si no le gustan los planes que IFM debe poner sobre la mesa en los próximos días.

Por el momento, IFM cuenta con el beneplácito de CVC y GIP pero el apoyo del *holding* financiero de La Caixa tendrá que esperar hasta tener una mayor visibilidad de lo que opina Moncloa, más aún si cabe en medio de unas elecciones en Cataluña que pueden ser dinamita para esta operación.



### EL PERSONAJE



**Antonio Colino**  
Director general de Aldro Energía

Eni acelera su crecimiento en España para competir con Repsol y Total. La compañía acaba de llegar a un acuerdo para hacerse con Aldro Energía que se reforzará con el negocio gasista que queda tras la división de Unión Fenosa Gas entre Naturgy y la propia compañía italiana. Aldro, dirigida por Colino, opera en el mercado de la venta de electricidad, gas y servicios energéticos a clientes residenciales y empresas con 250.000 clientes, el acuerdo incluye la adquisición del 100% de la empresa de *backoffice* Instalaciones Martínez Díaz.

### LA CIFRA

# 3.034

### MW

La primera convocatoria de la nueva subasta de renovables ha adjudicado finalmente 3.034 MW a un precio por debajo de mercado, lo que se traducirá en ahorros directos en la factura de la luz de cerca de 5 euros al año. En concreto, la subasta se ha saldado con un precio medio ponderado de 24,47 €/MWh para la tecnología fotovoltaica y de 25,31 €/MWh para la eólica, un 43% de media inferior a la estimación de precios a largo plazo respecto de la última cotización, según los datos del ministerio.

### LA OPERACIÓN



Cepsa ha vendido a Podo una cartera de 75.000 clientes residenciales de luz y gas y abandona así la comercialización minorista. La operación que ya cuenta con las aprobaciones regulatorias oportunas, se materializará en los próximos meses. La petrolera se centrará en los clientes industriales y Podo aumentará su base de clientes hasta los 140.000. No ha trascendido el precio de la operación pero se abre un periodo de concentraciones en el negocio de comercialización de electricidad y gas.