

# Resumen de **Prensa** Sector Energético



Sindicato  
Independiente  
de la Energía

Nos importan  
las **PERSONAS**

Creemos en la  
**NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para  
construir un  
**FUTURO** mejor

## Prorrogan el contrato a trabajadores de la Térmica: Carboneras no se cierra aún.

Lavozdealmeria.com, 8 de julio de 2021

**Solo con las renovables no se garantiza la estabilidad del suministro, reconoce Red Eléctrica.**



Endesa solicitó al **Ministerio para la Transición Ecológica** el cierre de la Central Térmica de Carboneras para el 30 de junio pasado. Pero la realidad es que en esta primera semana de julio, la factoría sigue abierta y se ha reactivado hace unos días por indicaciones de Red Eléctrica, el transportista de la energía en España que tiene la función de asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y cuyo 20% pertenece al Estado.

El motivo de la puesta en funcionamiento por unos días del **Grupo II** es el de garantizar la estabilidad del suministro eléctrico en una zona especialmente afectada por el auge de las energías renovables, que, según Red Eléctrica, “debilita el control de la red y eleva la inestabilidad del sistema”. La Central de Carboneras dejó de tener actividad a finales de 2020, a pesar de que se volvió a reactivar por un periodo en enero por fuerte demanda energética de esas fechas. El cierre tiene que llevarse a cabo una vez que el Gobierno lo publique en el **Boletín Oficial del Estado**, al igual que la central de As Pontes, en La Coruña.

Tal es así, que nadie puede garantizar cuando se va a producir el cierre, que Endesa ha prorrogado el contrato durante el presente mes de julio a **33 trabajadores de la plantilla**.

Una buena parte de la plantilla sigue negociando su salida a través de prejubilaciones y otra se ha ido recolocando en otras instalaciones de Endesa dedicadas a centrales hidráulicas en **Málaga, Jaén, Sevilla, Córdoba y Canarias**.

Los planes de Endesa, controlada por la italiana **Enel**, es mantener un retén de siete trabajadores en la oficina técnica hasta que se inicien los trabajos de desmantelamiento de la factoría que durarán años y para los que a día de hoy no hay fecha.

Fuente sindicales expresan que si se sigue demandando su reactivación por parte de **Red Eléctrica** con provisión de carbón, cada vez será más difícil cumplir el objetivo, porque es necesario un mantenimiento y puesta al día que ya se está empezando a dejar de hacer. Cada vez que se reactiva, además, sube el precio de la energía para los consumidores, junto al porcentaje energético que es **necesario importar de procedente de países como Marruecos, Portugal o Francia**.

**La Comisión Nacional de los Mercados de la Competencia (CNMC)** ya instó en mayo al Ministerio para la Transición Ecológica para que mantenga parcialmente operativa la Central Térmica de Carboneras.

El supervisor ha elevado esta petición año y medio después de que Endesa solicitase permiso al Gobierno para iniciar su desmantelamiento ante los altos costes impuestos a los derechos de emisión que hacen que la producción ya no sea rentable.

Lo cierto es que, a la fecha, Endesa aún no tiene la pertinente autorización ministerial para desmantelar la factoría sobre una superficie de **250.000 metros cuadrados** y un puerto de carga y podría ser que tuviera en cuenta la recomendación de la CNMC para mantener los puntos de conexión a la red de uno de los dos grupos que consumen carbón y gasóleo.

Endesa inició los trámites para clausurar Carboneras el **27 de diciembre de 2019**, cuando presentó ante la Subdelegación del Gobierno en Almería, la solicitud de autorización de cierre definitivo.

# El dueño de Endesa entra en la puja por las centrales térmicas de Cepsa.

Vozpopuli.com, 9 de julio de 2021

**Enel mantiene conversaciones con Cepsa para hacerse con las centrales térmicas del grupo petrolífero. La operación está valorada en alrededor de 200 millones de euros.**

Enel, el mayor accionista de Endesa, mantiene negociaciones con Cepsa para hacerse con las centrales térmicas de producción de electricidad de la que es la segunda mayor petrolera de España, según fuentes del mercado consultadas por Vozpópuli. La operación está valorada en alrededor de 200 millones de euros.

El proceso de venta, coordinado por Rothschild, incluye la venta de unas ocho plantas de cogeneración con una potencia total de 300 megavatios (MW): Getesa (41,3 MW), La Rábida (49,9 MW), Ggsa I (37 MW), Ggsa II (37 MW), Ggsa (27 MW), Lubrisur (39,2 MW), La Rábida II (49,4 MW) y Cotesa (38,2 MW). La compañía también cuenta con una central de ciclo combinado con una capacidad de 388 MW.



La venta de las centrales forma parte del plan estratégico de Cepsa de descarbonización y apuesta por las energías renovables. Las mismas fuentes señalan que los interesados tienen que presentar a finales de este mes las ofertas no vinculantes.

El encaje de esta operación para Enel es más complejo, ya que Cepsa pretende seguir gestionando estas centrales tras su venta. El dueño de Endesa ha preferido no realizar comentarios sobre una operación que, según destacan, no está de momento bajo su atención. Desde el mercado apuntan que los fondos de inversión que se encuentran dificultarán la puja a los dueños de Endesa tanto por rentabilidad como por encaje estratégico.

## Comprar a Cepsa para acercarse a Iberdrola

El Grupo Enel, a través de Endesa, cuenta con una participación del 45% en pequeñas cogeneraciones. El gran dominador de este negocio en España es Iberdrola y la posibilidad de adjudicarse esta operación le permitiría al grupo italiano competir en este mercado enfocado a los clientes industriales, que son los consumidores de este segmento.

El dueño de Endesa se quiere abrir paso en España con este sistema que produce calor y electricidad de forma simultánea en una sola planta, alimentada por una sola fuente de energía primaria. Estas tecnologías permiten a las industrias que la energía térmica producida por sus procesos de combustión no se disipe en el medio ambiente, como ocurre con las plantas tradicionales, sino que se recupere y reutilice.

Una vía que está explotando desde Italia a través de EnelX. La energética ofrece soluciones de cogeneración a través de tecnologías que usan la combustión de combustibles como gas natural, GPL, diesel, biogás, biometano, aceite vegetal o biomasa.

## Planta industrial de cogeneración.

La cogeneración sigue siendo relevante en el mix energético español. En el último año, generó el 11% del total, mientras que otras tecnologías como la eólica llegaba hasta el 24% del total. En segunda posición se situó la energía nuclear con el 22%. La fotovoltaica ha sido la tercera tecnología, con el 12% del total. Los siguientes puestos los ocupan la hidráulica (11%), y los ciclos combinados de gas (10%).

Por lo tanto, la cogeneración tiene para el sector recorrido tanto a corto como a largo plazo. La posibilidad de que Enel se haga fuerte en esta tecnología también es otra puerta hacia **la entrada del hidrógeno verde en las industrias**. Desde el sector consideran que este tipo de tecnologías tiene una "fácil" reconversión en la producción de hidrógeno a través de fuentes de renovables.



## Naturgy ignora la opa de IFM y lanzará un nuevo plan estratégico este mes.

Expansión.com, 7 de julio de 2021



El consejo de administración de la compañía "tiene previsto aprobar un nuevo Plan Estratégico 2021-2025 en el consejo del 27 de julio de 2021".

**Naturgy** se ha cansado de esperar a que concluya la **opa parcial** lanzada sobre la compañía por el fondo australiano **IFM** y va a poner en marcha un nuevo plan estratégico este mes. Así lo ha anunciado la empresa a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Naturgy publicará sus resultados correspondientes al primer semestre de 2021 **el miércoles 28 de julio 2021** antes de la apertura del mercado de valores español, ha explicado el grupo.

Adicionalmente, el "consejo de administración tiene previsto aprobar un nuevo **Plan Estratégico 2021-2025** en el consejo del 27 de julio de 2021". Los aspectos "más destacados de dicho plan se presentarán al mercado coincidiendo con la publicación de resultados del primer semestre de 2021", ha añadido la empresa, presidida por **Francisco Reynés**.

El grupo sortea así el retraso que está sufriendo la **opa de IFM** ante la tardanza del Gobierno español en dar su aprobación.

Inicialmente, **Naturgy** iba a presentar un nuevo plan estratégico **a finales del pasado año**, pero justo se produjo una operación de venta de activos multimillonaria en Chile que forzó a retrasar el lanzamiento de la nueva hoja de ruta. Entonces, se dijo que el plan se lanzaría en enero, pero justo entonces **IFM** anunció que iba a realizar una opa parcial sobre la compañía, ante lo cual Naturgy retrasó la presentación otra vez. Una vez que IFM presentó formalmente la opa, este fondo procedió a pedir **permiso al Gobierno** para entrar en Naturgy. El Gobierno tiene hasta seis meses para pronunciarse, plazo que vencería en agosto. Pero aún no lo ha hecho. Algunas fuentes indican que la intención del Ejecutivo es exprimir los plazos al máximo. Si finalmente la aprueba, con condiciones más o menos exigentes, IFM tardaría aun algún tiempo en materializar la opa. Y si tiene éxito, tardaría en entrar en el consejo de la energética.

**Naturgy** no va a esperar tanto, y va a poner en marcha el plan estratégico, que entre otras cosas, debe contemplar una **nueva política de dividendos y más desinversiones**.

Precisamente las desinversiones van a ser uno de los aspectos en los que el Gobierno ponga condiciones a IFM. Si Naturgy aprueba un plan antes de que IFM llegue al consejo, se puede dar la paradoja de que la propia empresa es la que ha decidido **vender activos**, mientras el Gobierno impone un corsé en este sentido a IFM.

## Cogeneración con hidrógeno, cada vez más cerca.

Elperiodicodelaenergia.com, 9 de julio de 2021

Los cogeneradores estamos comprometidos con un futuro industrial sostenible, eficiente y competitivo en España. Por ello hemos publicado el estudio “*Entendimiento del mercado de hidrógeno y sus oportunidades para la cogeneración*”, elaborado gracias al impulso de Acogen, Cogen España y Everis.

Este informe, presentado el pasado 29 de junio, suma el conocimiento y la colaboración de toda una larga cadena implicada en la industria y en el sector gasista, y recoge y analiza las experiencias en curso de cogeneración e hidrógeno, tanto en España como en otros países, en el camino hacia la descarbonización.



El hidrógeno es un mercado en clara expansión en el que España y la UE apuestan como vector clave para la descarbonización, especialmente para la industria calorintensiva donde es inviable la electrificación. Los costes de producción del hidrógeno renovable son elevados, pero se prevé que a lo largo de esta década se reduzcan hasta los 1,5-2 €/kg frente a los 3,5-5 €/kg en los que se sitúa en la actualidad. Sus palancas principales de competitividad girarán en torno a la mejora de la tecnología de producción —en constante evolución—, logro de eficiencias operativas y economías de escala, así como a la progresión del precio del CO<sub>2</sub>. Disponer de un marco normativo y regulatorio favorable será clave para el desarrollo del H<sub>2</sub> en el ámbito nacional.

### Las tecnologías de cogeneración, preparadas

Los cogeneradores hemos ido evolucionando históricamente en consonancia con los combustibles disponibles y la cogeneración renovable es ya hoy una realidad —biogás, biomasa, hidrógeno etc.— que puede adaptarse tecnológicamente para poner a miles de industrias en la senda de la descarbonización, aunando ventajas para la competitividad de las industrias calorintensivas, para los sistemas energéticos y para todos los consumidores.

Las tecnologías de cogeneración se han adelantado al futuro y están ya preparadas para el uso del hidrógeno y de otros gases renovables; contamos con una amplia variedad de proveedores capaces de proporcionar motores y turbinas adecuadas al nuevo contexto. Por eso, la cuestión clave radica en desarrollar los suministros de gases renovables en condiciones de disponibilidad y de competitividad; una movilización en la que la industria requiere de la necesaria concurrencia del sector gasista, de energías renovables y bienes de equipo, así como unas políticas y medidas específicas en estrecha colaboración con los reguladores y las administraciones: una oportunidad a gran escala para la generación de bienestar y empleo en España

El estudio Acogen, Cogen España y Everis analiza los modelos en desarrollo de producción y logística del hidrógeno para las plantas de cogeneración y las principales barreras y oportunidades para esta tecnología. También recoge los modelos de negocio existentes para la cogeneración y el hidrógeno, que serán claves para su integración y los desarrollos eficientes a nivel local.

La cogeneración aúna características idóneas para los procesos industriales y la integración de los sistemas energéticos, aportando competitividad, flexibilidad y estabilidad a la red, con garantía de suministro, alta eficiencia y ahorro de energía primaria a través de la generación distribuida, generando sinergias aún mayores que las actuales con mayor valor industrial, ecológico y social.

En Europa, Alemania cuenta con el mayor número de proyectos de cogeneración asociados con hidrógeno, que han ido surgiendo impulsados por intensas políticas de promoción y desarrollo del gobierno alemán, lo que supone todo un acierto.

## En las subastas previstas, el hidrógeno ya puede jugar un papel

En España, integrar hidrógeno y cogeneración pasa por reducir las barreras y desarrollar las oportunidades económicas y tecnológicas con regulaciones y medidas más ambiciosas.

Es clave establecer políticas de creación de mercado —por ejemplo, las cuotas mínimas de mezcla—, el uso y capacidad de las infraestructuras en términos de mezcla y seguridad, el desarrollo de normativa que no bloquee ningún modelo de negocio, la estructura de funcionamiento de los certificados de origen del H2 renovable, programas de adaptación de equipos y subastas *ad hoc*.

En las próximas subastas de cogeneración previstas este año, el hidrógeno puede ya empezar a jugar un papel incipiente en la renovación de las plantas que están cercanas a finalizar su vida útil regulada y que pueden quedar preparadas para la utilización progresiva del hidrógeno, una situación que se irá movilizando en esta década.

Es patente la importancia de la cogeneración para la capacidad industrial y económica de España: con cogeneración se genera el 11% de la electricidad del país, de manera distribuida por todo el territorio nacional, utilizando el 20% del consumo de gas, y con ella se fabrica el 20% del PIB industrial, con más de 200.000 empleos directos, estables y de calidad.

El estudio de Acogen, Cogen España y Everis evidencia que de la mano de los gases renovables se hará posible la extensión de la cogeneración renovable en industrias y servicios, avanzando sosteniblemente hacia la neutralidad climática. Queda mucho por solucionar pero los cogeneradores estamos preparados y con la mano tendida para hacer realidad este futuro mejor para todos que vemos cada vez más cerca.

## José Bogas (Endesa): «El año que viene seremos la eléctrica integrada con menos emisiones de la Península Ibérica»

Elperiodicodelaenergia.com, 10 de julio de 2021



El consejero delegado de Endesa, José Bogas, afirmó ayer que «el año que viene seremos la eléctrica integrada con menos emisiones de la Península Ibérica», dentro de un ciclo de conferencias sobre la transición energética, organizado por Ingenieros Industriales de Cataluña. El Plan Estratégico 2021-2023 de la compañía quiere acelerar la transición energética y la descarbonización con un aumento de la inversión en renovables, en digitalización y en la electrificación de la demanda residencial y de sectores clave como el de la industria.

Según detalló José Bogas, entre 2021 y 2023 Endesa invertirá 843 millones de euros en la red de distribución de Cataluña con el objetivo de asegurar la integración de las energías renovables, el desarrollo de las tecnologías que facilitan la energía distribuida y el despliegue masivo de los vehículos eléctricos. Todo ello, con el fin de favorecer las redes activas y participativas a la vez que se contribuye a la reactivación de la economía. «El sector eléctrico será un motor **económico y su contribución será decisiva para combatir los efectos del cambio climático**», añadió Bogas.

En cuanto a la ciudad de Barcelona, el consejero delegado señaló que «por el 2021, tenemos un plan de inversiones de 43,2 millones de euros para reforzar la red de distribución y para mejorar el suministro, poniendo el énfasis en la media y baja tensión». Bogas reconoció que «la mejora y ampliación de la red de Barcelona es imprescindible para la creciente electrificación de la economía».

## Proyectos verdes

En el contexto de las ayudas del Plan «Next Generation», José Bogas desgranó algunos de los proyectos relacionados con el hidrógeno verde. «**Queremos generar hidrógeno verde a través de un electrolizador de 20 MW -ubicado en Tarragona- y de parques eólicos asociados de 150 MW**» confirmó Bogas.

Endesa también apoya y colabora en otros proyectos relacionados con la descarbonización y la movilidad eléctrica para favorecer infraestructuras de recarga y movilidad sostenible.

## Apuesta por la distribución eléctrica en Cataluña

Durante la conferencia, José Bogas destacó que Endesa apoya y participa de tres proyectos de innovación relacionados con la distribución de la energía eléctrica en Cataluña:

– el Living Lab de Barcelona-Garraf, un espacio para validar y testar nuevas tecnologías de digitalización de la red inteligente de alta tensión.

– el Laboratorio de Flexibilidad de Barcelona, que tiene como objetivo probar nuevos patrones de generación y/o demanda para proporcionar servicios dentro del sistema energético.

– el Hub de Recarga del Vehículo Eléctrico, con el fin de crear una red piloto de infraestructuras de recarga inteligente para vehículos eléctricos en el arco mediterráneo.

«Un crecimiento sostenible rentable y transformador para un momento único es la esencia de lo que estamos haciendo», concluyó Bogas.

## La CNMV se reúne con las 'big four' para poner orden en las cuentas de las energéticas.

Cincodias.com, 10 de julio de 2021

**Exige a KPMG, EY, Deloitte y PwC que la información sea real y comparable; Iberdrola, Acciona Energía, Endesa y Naturgy están entre las afectadas.**



La confusión en la contabilidad de los ingresos de las renovables está servida. La CNMV ha reunido a las cuatro grandes auditoras –PwC, KPMG, Deloitte y EY– y a las empresas energéticas con este tipo de instalaciones, como Iberdrola, Endesa, EDP Renewables, Acciona Energía, Ence, Naturgy, Ecoener e Iberpapel, entre otras, para aclarar cómo debe computarse la rentabilidad de los activos renovables construidos antes de 2013. El organismo que preside Rodrigo Buenaventura ha enviado un dossier con numerosas cuestiones a los afectados con el fin de tomar una decisión en los próximos meses. El veredicto repercutirá en las cuentas de las cotizadas.

La misión del supervisor es unificar los criterios para reflejar los ajustes derivados de lo que cobran por la energía verde, con el fin de que las cuentas sean comparables y reales. La disparidad está en ser más o menos conservadores a la hora de computar los ingresos. Así, se ha reunido con las big four para recabar información sobre el criterio más adecuado y seguirá en conversaciones con ellas.

La retribución regulada para las instalaciones anteriores a 2013 se sitúa en el 7,398%, y se mantendrá así hasta 2030. En caso de que las empresas obtengan menos rentabilidad, estas computan la diferencia como ingresos, pues recibirán esa compensación del sistema eléctrico.

Así, Iberdrola señala en su informe anual de 2020 que “los importes acumulados de las desviaciones de precio (...) que resultasen en ajustes netos positivos se registran en cuentas del importe neto de la cifra de negocios”.

### **La clave está en los ingresos por las renovables anteriores a 2013**

La clave de la confusión está en la situación inversa.

El mercado de la energía ha experimentado una total metamorfosis desde que se impusieron las primas a la generación: se fomentaron las instalaciones con el Estado pagando un sobreprecio por la energía verde. Pero ahora las ventas en el mercado superan en muchos casos el compromiso fijado en el decreto que regula esta retribución. Cuando logran más del 7,398%, unas empresas corrigen el exceso de ingresos elevando el pasivo y otras no. No está claro al 100% que deban devolver ese extra al Estado.

Acciona Energía revela en el folleto de su OPV que no compensa esas ventas en el pasivo: “No estamos obligados a devolver al sistema ningún ingreso que exceda la remuneración regulada aplicable”, concluye. Pero otras compañías son más cautas, como admite la que pilota como consejero delegado Rafael Mateo: “Reconocemos que podrían existir discrepancias entre nuestras políticas contables y las utilizadas por algunos otros emisores cotizados españoles que efectivamente registran un pasivo asociado a la regularización de las diferencias netas negativas en las variaciones del valor liquidativo de sus proyectos bajo el régimen de retribución regulada”.

Entre esos “otros emisores cotizados españoles” aparecen Endesa, EDP Renewables (que tiene su sede en España), Naturgy, Ecoener, Ence e Iberpapel, que prefieren ser más cautos y elevar su pasivo. Es decir, casi todos menos Acciona Energía e Iberdrola, que emplea el mismo método que la controlada por la familia Entrecanales. Desde esta última firma señalan que siguen el criterio recomendado por su auditor, KPMG, que también lo es de Acciona Energía. Fuentes del sector afirman, sin embargo, que son las compañías las que tienen la última palabra sobre cómo computar esos ingresos. De hecho, otras firmas auditadas por KPMG, como Endesa y Ecoener, utilizan una fórmula diferente.

El supervisor del mercado quiere que se emplee la mejor fórmula

Desde 2005, las cotizadas preparan sus cuentas conforme a las normas de información financiera (las NIIF): de aquí que, en principio, el criterio del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas (ICAC) no sea vinculante, pues el organismo es intérprete de los criterios contables españoles, no de los internacionales.

### **LA POSIBLE REPERCUSIÓN Y EL PAPEL DEL ICAC**

- Acciona Renovables. Antes de salir a Bolsa el pasado 1 de julio, la filial verde del grupo que preside José Manuel Entrecanales calculó el efecto en sus cuentas de 2019 y de 2020 si tuviera que cambiar su criterio contable y elevar el pasivo por los ingresos de los activos renovables anteriores a 2013 cuya rentabilidad exceda la garantizada. En cuanto a las del pasado ejercicio, Acciona Energía admite una caída del 3,2% y 75,7 millones en sus ganancias acumuladas, y del 0,6% y 54,6 millones en su activo. Mientras, calcula un incremento del pasivo de 11,3 millones (un 0,2%), en 12,6 millones (un 1,5%) en su ebitda y cerca de 10 millones y un 4,4% en su resultado. Para 2019, estima que su beneficio hubiera caído un 14,6% (31 millones), el ebitda un 4,4% (40,3 millones) y sus ganancias acumuladas, un 2%. Por el contrario, su activo de ese ejercicio hubiera subido un 0,3%, en 28 millones, y su pasivo se hubiera incrementado en 104 millones, un 1,6%.
- Interpretación. El ICAC no se ocupa de este tema, pero ha igualado la fórmula de cómputo de los ingresos con las normas internacionales. Fuentes concedoras de la situación añaden que, por tanto, sí podría ejercer de sanedrín para resolver la cuestión.

## Iberdrola y Mapfre incorporan 95 MW nuevos a su alianza en energías renovables.

Cincodias.com, 12 de julio de 2021

Iberdrola y Mapfre han dado un paso más en su alianza en el ámbito energético. Ambas empresas han anunciado este lunes la constitución de Energías Renovables Ibermap S.L, un "vehículo pionero de coinversión" que incorporará 95 nuevos megavatios a los 230 anunciados en abril, sumando en total 325 MW. Ambas empresas contemplan la incorporación de nuevos activos hasta que la inversión conjunta alcance los 1000 MW.

Del vehículo de coinversión constituido, Mapfre tiene el 80% de las participaciones, e Iberdrola, el 20%. El grupo energético, además, se encargará de la promoción, construcción y mantenimiento de los proyectos renovables. Los nuevos megavatios incorporados este lunes se corresponden con parques eólicos operativos localizados en Andalucía. Cien MW de los 230 MW que funcionan desde abril, ya están operativos y se ubican en Castilla y León. Los 130 MW restantes, aún en fase de desarrollo, se encuentran en Castilla-La Mancha, y su puesta en marcha está prevista para el tercer trimestre de 2022, según las mismas fuentes.



En total, de los 325 MW con los que ya cuenta Ibermap, 195 MW son eólicos operativos; y 130 MW, fotovoltaicos en desarrollo.

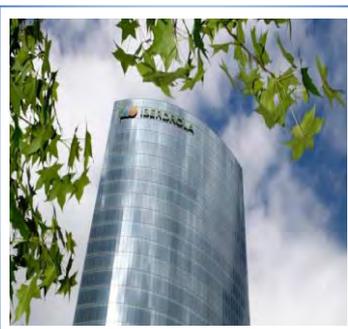
El proyecto conjunto ha comenzado a funcionar después de que la aseguradora lanzara el primer fondo de renovables, abierto a otras inversiones institucionales, mediante el cual Mapfre va a canalizar su inversión. Además, Ambas empresas resaltan el acuerdo por el que la red comercial de Mapfre ofrece productos personalizados y 100% renovables de Iberdrola.

Con el nuevo acuerdo, "Iberdrola incorpora a un socio en el desarrollo de su plan de crecimiento renovable en el país y en su estrategia de rotación de activos, mientras que Mapfre refuerza su apuesta por las inversiones sostenibles en España con un líder mundial en renovables", destaca la empresa.

## Iberdrola cuenta con una potencia renovable de 55.822 MW en todo el mundo.

energynews.es, 12 de julio de 2021

La compañía se encuentra a 4.000 MW de cumplir su objetivo de 60.000 MW instalados en 2025.



**Iberdrola** ha comunicado que sigue avanzando en su estrategia de inversión en renovables. En concreto, en junio, **la compañía elevó su capacidad instalada un 8,6% hasta los 35.537 MW**, con lo que alcanza actualmente una potencia instalada de 55.822 MW en todo el mundo.

Si desgranamos el aumento de capacidad por tecnologías, Iberdrola ha aumentado su capacidad eólica terrestre durante el primer semestre en un 10,8%, hasta los 18.810 MW. Por su parte, la eólica marina cuenta con 1.258 MW instalados. Cabe destacar que **la potencia fotovoltaica ha sido casi duplicada** y alcanza los 2.207 MW en el primer semestre, frente a los 1.282 MW que se alcanzaron en el mismo periodo de 2020.



En España, donde la compañía avanza en la construcción de 5.400 MW verdes, la capacidad renovable ha aumentado un 6,9%, hasta los 17.794 MW. La potencia fotovoltaica en el país se multiplica por 2,5 veces y pasa de 600 MW a 1.429 MW fotovoltaicos instalados al cierre del semestre.

### **Objetivo: 60.000 MW en 2025**

Iberdrola avanza en su objetivo de duplicar su potencia renovable a 2025, **hasta alcanzar los 60.000 MW**. Este incremento de potencia verde se registra en todos los países 'core' (países relevantes) donde opera, así como en sus nuevas plataformas de crecimiento renovable, agrupadas en la filial Iberdrola Energía Internacional, que disparan su capacidad un 114,5%, hasta los 2.105 MW, tras incorporar nuevos mercados como es el caso de Australia.

### **Planes de Iberdrola en España**

En España, donde **la compañía avanza en la construcción de 5.400 MW verdes**, la capacidad renovable ha aumentado un 6,9%, hasta los 17.794 MW. La potencia fotovoltaica en el país se multiplica por 2,5 veces y pasa de 600 MW a 1.429 MW fotovoltaicos instalados al cierre del semestre.

En línea con la mayor capacidad renovable, la producción de energía se incrementa un 4,6% a nivel global, hasta 82.901 GWh en el semestre. **Las renovables impulsan este crecimiento y crecen un 14% más**: la producción solar aumenta un 108,9%, la eólica marina, un 17,4% y la hidroeléctrica, un 19,7%

El impulso renovable en España se traslada a la producción verde, que crece un 29,8% hasta los 16.478 GWh con respecto al primer semestre de 2020. En términos de producción destaca también la mayor aportación de Iberdrola Energía Internacional, que aumenta un 47,6% hasta superar los 2.000 GWh.

En línea con la mayor aportación renovable, **el ratio de producción libre de emisiones es del 79% a nivel global y alcanza el 89% en España y Estados Unidos**, el 100% en Reino Unido y el 84% en Brasil. Las emisiones de CO2 se sitúan en 79 gCO2, frente a los 87 gramos del año anterior. En España, caen hasta los 50 gCO2, desde los 66 gCO2 del primer semestre de 2020.

## **Pimec denuncia que las pymes españolas pagan electricidad más cara de Europa.**

Cope.es, 12 de julio de 2021

La patronal catalana Pimec ha denunciado que las pymes españolas pagan la electricidad más cara de Europa y que la diferencia de precios entre los consumidores pequeños (menos de 20 megavatios hora (MWh) y los grandes (de 20.000 a 70.000 kilovatios hora (KWh) es la segunda más alta del continente.

Así lo concluye en el informe "Precios de la electricidad en Europa, comparados (2017-2020)", que ha elaborado el observatorio del Pimec en base a valores con impuestos especiales y tasas, pero sin tipos deducibles como el IVA.

De acuerdo con el documento, las empresas españolas consumidoras de menos de 20 MWh pagan precios un 10 % más elevados que en países con economías grandes como Alemania, Francia, Italia o Reino Unido, un 58 % más que en estados con economías pequeñas -Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Irlanda, Holanda, Noruega o Suecia- y un 57 % por encima que en economías menos desarrolladas -Bulgaria, Croacia, Grecia, Hungría, Portugal o Rumanía, entre otros-.

Además, tal como ha detallado el director del organismo, Modest Guinjoan, en 2020 las empresas españolas menos consumidoras de electricidad fueron las que pagaron los precios más caros de Europa, unos 24,68 céntimos el KWh, por detrás de Italia y Alemania.

Por otro lado, el informe revela que la diferencia de precios que pagan las empresas pequeñas respecto a las grandes consumidoras es de 17,52 céntimos el KWh, por lo que las compañías que consumen menos de 20 MWh pagan tres veces más que las que consumen al menos 20.000 KWh.

Finalmente, la patronal ha insistido en que la nueva tarifa de la luz, "lejos de resolver el problema, puede agravarlo a corto plazo", especialmente en el ámbito del comercio, la restauración y la industria de menos dimensión, ya golpeadas por la pandemia. EFE

## El reparto dinámico no llegará a las instalaciones para autoconsumo hasta dentro de un año.

energias-renovables.com, 12 de julio de 2021

**El Gobierno redactó una Propuesta de Orden Ministerial para la implementación de coeficientes de reparto dinámicos en autoconsumo colectivo, se la envió a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para que la estudiase, y esta (la Comisión) acaba de publicar un informe sobre el particular en el que resuelve que la Orden en realidad no implementa coeficientes de reparto dinámicos y ha considerado la propuesta de Orden como una "solución a corto plazo hasta que el reparto de la energía se base en un sistema dinámico".**

El proyecto permite repartir la energía neta generada entre los consumidores mediante unos coeficientes que pueden ser distintos para cada hora del año. La solución, en todo caso, no tiene nada de dinámica. La **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia** lo reconoce y la presenta como solución "a corto plazo hasta que el reparto de la energía se base en un sistema dinámico". El reparto de la energía neta producida a través de sistemas de autoconsumo colectivo (principalmente placas fotovoltaicas) entre los distintos participantes se basa en unos coeficientes, conocidos como  $\beta$  (las betas). El valor de esos coeficientes (proporción de la energía neta generada que corresponde a cada consumidor) se fija mediante un acuerdo suscrito entre los miembros del autoconsumo colectivo.



Estos coeficientes pueden estar basados en la potencia que tiene contratada cada participante, en la aportación económica realizada o en cualquier otro criterio previamente acordado. En todo caso, los coeficientes de reparto de la energía producida mediante autoconsumo deben cumplir dos condiciones: que su suma sea igual a uno y (hasta ahora) que sus valores sean fijos para todas las horas de un periodo de facturación.

La propuesta normativa que analiza la CNMC en su informe permite establecer coeficientes de reparto distintos para cada hora del año (hasta por un periodo de 20 años). Estos serán establecidos con antelación y no podrán modificarse con una periodicidad inferior a un año. Además, también define los formatos de texto plano para su comunicación al encargado de la lectura, y fija un plazo de dos meses para la adaptación de los sistemas.

## Valoración de la CNMC

La CNMC considera que la propuesta define una forma de reparto sencilla, basada en coeficientes definidos previamente. La propuesta, aunque no incluye un reparto dinámico en sentido estricto, es una "solución de compromiso" a corto plazo que permite -según la Comisión- "un rápido despliegue de los modelos de autoconsumo".

Por ello, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propone que "en el plazo de un año" se realicen los cambios normativos necesarios que permitan desarrollar las adaptaciones imprescindibles para que estén disponibles los coeficientes dinámicos de reparto ex post (basados en lecturas reales).

Así mismo la CNMC recomienda flexibilizar la propuesta, permitiendo cambiar los coeficientes de reparto de energía neta producida entre los participantes en el autoconsumo con una periodicidad inferior al año (para facilitar el alta y baja de integrantes del colectivo), y concretar la operativa de cambio de coeficientes de reparto.

Finalmente, la CNMC incide en la importancia de las medidas para la protección de los consumidores. Estas deben garantizar que sean informados de manera clara y transparente de los beneficios, de los costes y riesgos adicionales que implica participar en sistemas de autoconsumo colectivo.

## Síntesis

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado su informe **IPN/CNMC/008/21** a la Propuesta de Orden Ministerial para la implementación de coeficientes de reparto dinámicos en autoconsumo colectivo, orden por la que se modifica el Anexo I del **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

ACUERDO DE FINANCIACIÓN PARA 2021-2023

# ¿Qué debes saber antes de comprar un panel solar?

Ambientum.com, 12 julio, 2021



La compra de un panel solar fotovoltaico es la elección del 99% de las personas que deciden generar su propia **energía**. ¿Por qué? Simplemente porque esta **tecnología** es la que tiene los **mejores resultados y beneficios en los entornos domésticos**. Entre los beneficios, podemos llegar a obtener una **reducción de hasta el 95% en la factura de la luz**, dejándonos de preocupar por el futuro precio de la energía, además de la sostenibilidad con una fuente de **energía verde y limpia**.

Si a esto le sumamos la caída continua de los precios de los paneles fotovoltaicos y unas atractivas líneas de financiación, el resultado es **una solución cada vez más accesible** para toda la población.

En este artículo reunimos la información más esencial sobre la tecnología para aquellos que están pensando en comprar e instalar su primer panel solar.

## Comprar un panel solar: 5 cosas que debe saber

### 1. ¿Cómo funciona un panel solar?

Las placas solares transforman la luz del sol directamente en energía eléctrica a través de un proceso conocido como efecto fotovoltaico. Esto ocurre dentro de cada una de las **células solares** que componen un panel, que pueden tener 60 o 72 en los modelos que actualmente se venden en el mercado.

Durante el día, **toda la luz solar que llega a las placas se convierte en energía**, tanto la radiación directa como la difusa, es decir, la luz reflejada por las nubes. Por eso, incluso en días nublados o lluviosos, las placas siguen generando energía, aunque en menor cantidad.

Pero el panel solar es sólo uno de los equipos que componen un sistema fotovoltaico, tecnología usada en la generación de energía solar en casas y empresas. Un sistema fotovoltaico utiliza un conjunto de equipos, que llamamos **kit solar**.

Una vez producida, la energía de las placas debe pasar a través de otro equipo importante del sistema: el **inversor solar**. El papel del inversor es adaptar la energía de las placas al estándar usado por nuestra red eléctrica y equipos electrónicos. Después de ser convertida, la energía ya se puede distribuir.

### 2. Instalación

Para que el panel solar pueda captar la mayor cantidad de luz solar posible, debe instalarse en un lugar adecuado, que suele ser el tejado de los edificios. Otro factor relacionado con la cantidad de luz que llega al panel solar es la dirección e inclinación del tejado.

La dirección ideal para las instalaciones solares en todos los países del hemisferio sur, es el norte, siendo lo contrario en los países del hemisferio boreal. El ángulo de inclinación ideal del tejado debe ser el mismo que la latitud donde se encuentra la propiedad, o menor.

Así, cuando es necesario, la corrección de la dirección y el ángulo del panel solar se hace a través de estructuras de apoyo. Del mismo modo, si el tejado no es adecuado, se usan estructuras de soporte para instalar el panel directamente en el suelo.

### 3. Durabilidad de un panel solar

Incluso si se expone a la intemperie en el tejado, **el panel solar tiene una vida útil estándar de al menos 25 años**. Todo dependerá de la **calidad de los paneles**.

La pérdida de eficiencia en la conversión de la luz en energía es mínima y **los principales fabricantes garantizan el 80% de la generación** al final de este período. En otras palabras, un módulo, hasta el 25º año de vida, generará al menos el 80% de la cantidad de energía que generó al principio.

El inversor fotovoltaico, que es el otro gran equipo del sistema, tiene una vida útil mínima de 15 años. Si recibe el mantenimiento necesario, puede ser aún mayor.

### 4. Mantenimiento de un panel solar

Pero no pienses que esos mantenimientos son demasiado frecuentes. A pesar de que trabajan durante largas horas todos los días, **los sistemas fotovoltaicos necesitan muy poco mantenimiento**. La principal, que puedes hacer tú mismo, es la limpieza de los módulos solares.

Pero esto es sólo en caso de que estén muy sucios, lo cual no es frecuente, ya que tienen una película antiadherente que impide la acumulación de suciedad. En el caso del polvo, el agua de lluvia se encarga de llevárselo.

Sin embargo, en el caso de la contaminación o de los excrementos de aves, la limpieza es sencilla y sólo requiere un chorro de agua y una escoba de cerdas suaves. Además, también es necesario el mantenimiento eléctrico del sistema, pero con mucha menos frecuencia. Una vez al año es suficiente para asegurar la optimización de la generación del sistema.

## 5. ¿Cómo comprar un panel solar?

La forma más fácil y segura de comprar un panel solar es a través de una **empresa de energía solar**. Al elegir este camino, todos los pasos, procesos y documentación necesarios para la instalación de tu proyecto están bajo la responsabilidad de la empresa.

### **Presupuesto**

La empresa, dadas las características particulares de tu proyecto, debe realizar el dimensionamiento del sistema y preparar la propuesta comercial de tu proyecto.

Además del precio final del sistema, en la propuesta también se informan los modelos y marcas de los equipos que se instalarán y las formas de pago / financiación.

### **Visita técnica**

Una vez cerrada la propuesta, el equipo técnico de la compañía hace una visita a su casa para recoger la información necesaria para el proyecto y la instalación de su sistema.

### **Proyecto**

Basándose en la información recogida, el equipo de ingeniería realiza el diseño ejecutivo de tu sistema usando un software específico que asegura la máxima optimización del sistema. Este proyecto también se envía al distribuidor de tu región para formalizar la solicitud de conexión a la red eléctrica.

### **Instalación**

Es la parte más rápida de todo el proceso, entre 3 y 4 días para una pequeña instalación doméstica, cuando el equipo de instaladores va a su casa para ejecutar el proyecto. En este momento, todos los equipos están instalados, conectados y probados, asegurando que el sistema está en perfecto funcionamiento.

### **Conexión**

Después de la instalación, llegará una visita del equipo técnico del distribuidor para la inspección final del proyecto. Al final de la inspección, si todo es correcto, finaliza la conexión del sistema con la red. Ahora ya puedes disfrutar de energía limpia y económica en tu casa.

# Alianza entre los ocho grandes operadores de redes eléctricas europeas para lograr la descarbonización.

Eleconomista.es, 12 de julio de 2021

## **Piden ser reconocidos en los inventarios de emisiones**

### **Destacan su aportación para la gestión de la red por la intermitencia de algunas renovables**

Ocho grandes gestores europeos de las redes de transporte de electricidad han lanzado una iniciativa conjunta para contribuir a la reducción de emisiones. Alemania (Amprion), Austria (APG), Bélgica (Elia Group), España (REE), Francia (RTE), Italia (Terna), Países Bajos (Tennet) y Suiza (Swissgrid) se han unido para formar un grupo cuya finalidad es analizar en profundidad cómo sus actividades contribuyen a la descarbonización y desarrollar formas para apoyar al sistema eléctrico con el objetivo de que sea neutro en carbono.

En línea con los objetivos del Acuerdo de París de 2015, el Pacto Verde Europeo y el paquete legislativo "Fit for 55" que lo desarrolla, la UE y Suiza se han comprometido a alcanzar la neutralidad en carbono, y en este sentido, los gestores pueden contribuir a la mitigación del calentamiento global a través de sus actividades como son las de garantizar un suministro eléctrico seguro y con los mejores niveles de calidad.

Los TSO tienen que gestionar un sistema eléctrico cada vez más complejo y digitalizado a medida que Europa, es decir, implementar un modelo energético sin emisiones que protagoniza la participación de fuentes de energía renovables de gran variabilidad y los usos crecientes de la electricidad, donde los consumidores se están convirtiendo en protagonistas con la capacidad para participar activamente en su consecución.

Por ese motivo, a largo plazo, se prevé la adopción generalizada de nuevos activos como los vehículos eléctricos y las bombas de calor, lo que convertirá a la electricidad en un elemento clave para la descarbonización debido a la mayor eficiencia en los usos finales y a la integración de las renovables.

Los TSO monitorizan sus emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero de acuerdo con las normas internacionales sobre este tipo de emisiones y aplican medidas para disminuirlas por alternativas menos contaminantes; el desarrollo eficiente de sus infraestructuras para limitar las pérdidas de la red; la puesta en marcha de medidas de eficiencia energética; la aplicación de procedimientos de contratación verde, y la adopción de enfoques de economía circular.

La participación de las fuentes de energía renovable es cada vez mayor y el consumidor ahora está más empoderado para asumir un rol mucho más activo en el sistema eléctrico. Al ocupar un papel único en la cadena de valor de la energía, los TSO están haciendo posible la transición energética a través de una amplia gama de actividades, desde la ampliación de sus redes hasta facilitar la integración en el sistema de las energías renovables, de nuevos usos energéticos y de activos flexibles. Junto a estas actividades, los TSO también están facilitando desarrollos en el diseño del mercado y los marcos regulatorios, incorporando la digitalización en sus redes e invirtiendo en innovación.

Dada la naturaleza esencial de sus actividades, la evaluación del rendimiento de los TSO en términos de sostenibilidad y descarbonización no debería limitarse a las evaluaciones de su huella de carbono. Es más, para reforzar su labor, los TSO deberían ser reconocidos explícitamente a nivel europeo como facilitadores de la transición energética y sus actividades deberían mencionarse claramente en los inventarios de emisiones de GEI bajo un marco de procedimientos de evaluación y seguimiento comunes, junto con las fuentes de emisión de GEI ya asociadas a su huella de carbono.

## Endesa ultima un préstamo de 700 M con el brazo financiero de la UE para levantar renovables.

Elconfidencial.com, 12 de julio de 2021

La compañía pretende culminar este acuerdo con el Banco Europeo de Inversión (BEI) durante el mes de otoño, después de que termine el proceso de 'due diligence' actual.

Endesa negocia con el Banco Europeo de Inversión (BEI) la concesión de un préstamo de **700 millones** de euros para financiar la construcción de infraestructuras de generación de energía renovable (electricidad a través de **fotovoltaica** y **eólica**).

Según fuentes financieras al tanto de las conversaciones, actualmente este acuerdo marco de financiación para el periodo 2021-2023 está siendo analizado por el brazo financiero de la **Unión Europea** y se están practicando las '**due diligences**' pertinentes. Las mismas fuentes ponen el próximo **otoño** como el horizonte más plausible para la firma del acuerdo.

Como es su modo de proceder habitual, el BEI financia hasta la mitad de la previsión de inversión, que en este caso asciende a **1.400 millones** de euros.

No obstante, esta es solo una parte del plan estratégico de **Endesa**, cuya hoja de ruta incluye para este año y los dos próximos un total de **3.300 millones de euros** de inversión en 3.800 MW de generación renovable (unos 3.000 MW de fotovoltaica y 800 de eólica).



De llegar a buen puerto la negociación actual, la firma dirigida por **José Bogas** tendría acceso a recursos bancarios con un coste más blando de lo que podría venir de la banca comercial. Además, la aportación del BEI facilita a Endesa solicitar más capital a otras entidades financieras privadas.

Esta no es la primera vez que **Endesa** recurre a esta institución comunitaria para pedir financiación: su relación se remonta al menos a 2008. A finales de 2018, recibió **335 millones** de euros también para eólica y fotovoltaica en España. Más recientemente, en julio de 2020, recibió **35 millones** de euros para la instalación de 8.500 cargadores de vehículos eléctricos.

De esta forma, la compañía propiedad de la italiana Enel logra fondos de Europa tras ver cómo el **Banco Central Europeo (BCE)** le denegaba la posibilidad de acceder a sus programas de compra de deuda barata precisamente por la presencia del Estado italiano en el capital de la 'utility' transalpina, que a su vez **es dueña del 70%** de Endesa.

Este impulso del BEI por financiar proyectos que contribuyan a la transición verde se da en el momento en que el **BCE ha decidido incluir el cambio climático** como uno de los riesgos principales a tener en cuenta para su política monetaria.

**Endesa** avanza en su proceso de cierre de centrales de carbón, que le ha supuesto un **importante coste en saneamientos contables**, cuando el fondo soberano de noruega, **Norges Bank**, ha sacado de su punto de mira a Enel por contar, precisamente, con activos de generación a través de térmicas de carbón.

### En pleno caso Emma Navarro-Iberdrola

El Banco Central Europeo está asumiendo el papel de agente financiador de la transición ecológica. Durante las últimas semanas, **ha estado en el centro de las críticas** que su exvicepresidenta Emma Navarro fichara por **Iberdrola** solo tres meses después de abandonar la institución comunitaria y cuando no había pasado ni un año desde que firmara con la eléctrica vasca importantes créditos de **más de 1.000 millones de euros**.

Este hecho, **adelantado** por El Confidencial, ha puesto en alerta a la defensora del pueblo de la UE, que ha **abierto una investigación**. La situación ha obligado al propio presidente del BEI a salir al paso de las críticas por la gestión de este asunto, ya que diferentes responsables políticos creen que existe conflicto de interés.

## Europa se juega la transición energética a una carta: la gran reforma del mercado de emisiones de CO2.

[elperiodicodelaenergia.com](http://elperiodicodelaenergia.com), 13 de julio de 2021

Este miércoles 14 de julio, la Comisión Europea presentará un paquete de proyectos legislativos para respaldar **el compromiso de la UE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55% en 2030 en comparación con los niveles de 1990**.

Esto forma parte del objetivo de la UE de lograr la neutralidad climática a mediados de siglo. Es lo que se conoce como Paquete Fit-for-55.

El paquete reabrirá las leyes europeas que recogen el anterior objetivo de reducción del 40% de las emisiones, para alinearlas con el objetivo más ambicioso del 55%. Las propuestas de la Comisión deberán ser aprobadas por los gobiernos de la UE (Consejo Europeo) y el Parlamento Europeo en un proceso que durará al menos un año. Las archiconocidas negociaciones tripartitas.

«El mundo entero estará pendiente de las deliberaciones de la UE sobre el paquete «Fit for 55». Será el primer intento de decir que no sólo nos comprometemos con cifras, sino que tenemos un conjunto de políticas -muy precisas- en una región en la que los países tienen geografías, sistemas sociales, combinaciones energéticas y niveles de riqueza diferentes, lo que obliga a los responsables políticos a encontrar compromisos que sean justos y ambiciosos.

La capacidad de los 27 países de unirse en torno a un objetivo europeo de reducción de emisiones asumiendo su parte justa del esfuerzo de todo el bloque pondrá de manifiesto las promesas del multilateralismo mientras el mundo trata de cumplir el Acuerdo de París de 2015”, asegura **Laurence Tubiana**, directora general de la Fundación Europea del Clima.

«El liderazgo de Europa en materia de acción climática se verá reforzado con un sólido paquete «Fit for 55”, que puede generar optimismo para todo el mundo. Las señales políticas correctas desbloquearán importantes inversiones en energías renovables, redes, almacenamiento e hidrógeno verde, impulsando la recuperación económica», afirma **Ignacio S. Galán**, presidente de Iberdrola.

## La reforma

Los dos elementos principales del paquete «Fit for 55» serán:

- a) **límites más estrictos en toda la UE para las industrias cubiertas por el sistema europeo de comercio de emisiones (ETS) y**
- b) **objetivos más estrictos -y variables- para que todos los países miembros frenen los emisiones de sectores como la agricultura y los edificios que están fuera del ETS.**

Es decir, una gran reforma del mercado de emisiones de la UE con el que los 27 puedan alcanzar ese deseado 55% menos de emisiones. En este caso, el objetivo anterior para España era una reducción de emisiones del 26% con respecto a los niveles de 2005. Aunque se espera que el nuevo objetivo sea bastante más alto, es probable que se ajuste cómodamente a la ambición de la nueva ley climática española, ya que la reducción del 23% con respecto a los niveles de 1990 especificado en la ley, equivale a una reducción de aproximadamente el 50% con respecto a los niveles de 2005.

Como parte de una reforma más amplia de la política climática y medioambiental, la reforma del sistema de comercio de derechos de emisión de la UE debería incentivar rápidamente los recortes de emisiones en la industria pesada para 2030, al tiempo que salvaguarda las inversiones, la innovación y la competitividad que garantice una transición justa y socialmente justa.

“La UE nunca estará ‘apta para el 55%’ si su mercado de carbono se mantiene flojo: las emisiones industriales deben caer drásticamente para que la UE alcance sus objetivos climáticos. Es crucial endurecer el objetivo del ETS al 70% y eliminar el excedente de derechos de emisión mucho más rápido y de manera más continua, para que el ETS finalmente haga lo suyo», afirma Imke Lübbecke, jefe de clima y energía de WWF EU.

Uno de los problemas es que las emisiones de la industria no se han reducido tanto como deberían. En la última década, el sistema de comercio de derechos de emisión de la UE ha sido eficaz para reducir las emisiones de carbono del sector eléctrico en un 43,5% (2012-2020). Otros sectores intensivos en carbono, incluidos el acero, el cemento y los productos químicos han experimentado un estancamiento en su rendimiento de reducción durante el mismo período (solo un 9,7% menos), debido en gran parte a las disposiciones de «asignación gratuita» diseñadas para evitar la «fuga de carbono».

Esta práctica no solo ha ralentizado la velocidad a la que se están logrando las reducciones de emisiones en estos sectores, sino que también ha desincentivado el cambio tecnológico hacia alternativas bajas en carbono.

Esto se debe a que actualmente es ventajoso realizar cambios incrementales en la producción existente de por ejemplo altos hornos tradicionales en la fabricación de acero, que reciben asignación gratuita, en lugar de formas de fabricación más caras pero más limpias, como el acero hecho de hornos de arco eléctrico basados en energías renovables o el acero primario de reducción directa de hidrógeno verde.

## Mecanismo de ajuste en frontera

Para dar una solución al respecto, la UE tiene previsto gravar los productos importados, como el acero, que no incluyan un precio nacional para los combustibles fósiles -el llamado **Mecanismo de Ajuste en la Frontera del Carbono**-. Con ello, la UE quiere conseguir que la industria europea sea más competitiva que ahora.

Se trata de un mecanismo que tiene que estar acorde a las reglas de juego de la Organización Mundial de Comercio y habrá que esperar a ver de qué modo se implantará.

Además, la UE prepara **un objetivo más ambicioso en todo el bloque para el uso de energías renovables**. En este caso sería duplicar la ambición, aunque el 70% del mix eléctrico renovable sería ya un absoluto éxito para 2030.

Además, se propondrá un **límite comunitario más estricto para el dióxido de carbono de los automóviles**.

## A propósito del Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico.

Expansión.com, 13 julio de 2021



En lugar de adoptar medidas dirigidas a generar competencia en el mercado eléctrico, se idea un Fondo para intentar remediar errores pasados. La forma en que se concibe el Fondo implica un ataque directo a la libertad de empresa.

Una parte del mundo, la Unión Europea y España se han comprometido decididamente en el proceso de descarbonización de la economía, en el marco de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre cambio climático (al cual pertenece el Acuerdo de París de 2015) para luchar contra el calentamiento global.

El proceso debe conducir a la electrificación del sistema energético, incluyendo la masiva introducción de fuentes renovables de energía para la generación eléctrica, y a una mayor eficiencia energética. Afortunadamente, existe consenso en este punto. En eso consiste la transición energética. El debate no está ya en torno a si se ha de construir un sistema eléctrico basado en la generación renovable, sino en torno al modo de hacerlo y a las medidas que deben ir aprobándose para adaptar el sistema a esa nueva realidad, que es más descentralizada, digitalizada y, a la postre, democrática en términos energéticos.

La Unión Europea ha cumplido ya una buena parte de sus obligaciones, mediante la aprobación del paquete normativo "Energía limpia para todos los europeos" (paquete de invierno o cuarto paquete) entre los años 2018 y 2019, la adopción de la estrategia del Pacto Verde Europeo en 2019 y la redacción de un borrador de Ley Climática (actualmente en discusión). También los fondos europeos aprobados para la recuperación de la economía tras la pandemia (Next Generation EU) están orientados hacia la recuperación verde, inversiones dirigidas a acelerar el proceso de descarbonización, donde una de las estrellas es uno de los gases renovables más prometedores, el hidrógeno. La Unión Europea ha puesto así fundamentos sólidos al proceso y ahora corresponde a los Estados miembros poner en marcha las técnicas propias que han de conducir a la electrificación del sistema energético.

### Adaptar el marco regulatorio

España está trabajando por adaptar el marco regulatorio a las nuevas exigencias derivadas de esas política y normativa europeas. Cumpliendo con la nueva gobernanza europea de la energía, aprobó y remitió el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Se ha reformado la Ley eléctrica de 2013 para incorporar la agregación de demanda, el almacenamiento eléctrico y las comunidades energéticas como sujetos del sistema.

Existen ya algunas normas sobre las redes de distribución cerradas y los consumidores electrointensivos. Tenemos un nuevo régimen de subastas para la atribución de ayudas a las instalaciones alimentadas con fuentes renovables y normas sobre acceso y conexión.

Y hace pocos días se aprobó la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, pero es muy programática. Se ha hecho bastante, pero lo importante está todavía por hacer.

En este contexto, el Gobierno envió hace unos días a las Cortes el Proyecto de Ley de creación de un Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico. El nombre no se corresponde bien con su contenido. El Proyecto trata de establecer un nuevo sistema de financiación de las políticas de fomento de las energías renovables. La palabra sostenibilidad es ambivalente. Si el propósito de la Ley fuese sólo establecer un mecanismo de financiación de las renovables, entonces se trataría de una ley dirigida a promover la sostenibilidad medioambiental. Sin embargo, el autor de la ley guarda silencio sobre uno de los principales objetivos de la ley, como es poner remedio a la calamitosa situación del sector eléctrico español, que arrastra un imponente déficit, el famoso déficit tarifario. Se percibe así que la finalidad es contribuir a la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

Supuestamente, la ley trata de contribuir al descenso del precio de la electricidad para fomentar así la electrificación, al tiempo que distribuye los costes del sistema entre todos los sujetos del sector energético, no sólo los del sistema eléctrico. Se trata del camino equivocado. Desde la puesta en marcha de la liberalización eléctrica hace casi veinticinco años se han cometido no pocos errores regulatorios, entre ellos dos principales: a) una equivocada política tarifaria, que condujo al ingente déficit y a una ausencia de competencia en el mercado minorista; como la competencia no trajo consigo un descenso de los precios, el Gobierno congeló la tarifa regulada; y b) una desmesurada potenciación de determinadas tecnologías renovables ineficientes, que condujo a una sobrecapacidad y a una sobrerretribución). Y ahora, en lugar de adoptar medidas dirigidas a generar competencia en el mercado eléctrico, se idea un Fondo para intentar remediar aquellos errores.

### **Marco constitucional**

La sociedad española está sensibilizada ante los problemas que el calentamiento global está originando y apoya mayoritariamente las medidas propias de la transición energética. El respaldo social tiene su reflejo en el Parlamento. El proceso de descarbonización goza de un mayoritario respaldo social y político. Ahora bien, los objetivos de esta política energética han de ser alcanzados dentro del marco constitucional, lo cual significa que la consecución de esos objetivos no ha de hacerse haciendo tabla rasa de los principios constitucionales. Pues bien, la forma en que el proyecto de Ley concibe el futuro Fondo implica un ataque directo a la libertad de empresa en el marco de una economía de mercado, pues impone injustificadas cargas sobre empresas que no son ni fueron responsables de los desaguisados regulatorios del pasado. La intervención sobre la actividad empresarial es de una intensidad tal, que el contenido esencial del Derecho de propiedad queda igualmente afectado, derivando rentas empresariales que van destinadas a sufragar la actividad de otras. La libre competencia, uno de los pilares de la Unión Europea, queda igualmente dañada: el Fondo va a financiar a algunas empresas que compiten en determinados segmentos de los mercados energéticos con las empresas obligadas a contribuir al Fondo; y el futuro del Fondo se hace descansar en unas compensaciones que difícilmente superarán el filtro de las normas de ayudas de Estado del Tratado de Funcionamiento de la UE.

Si a todo lo anterior añadimos el grave perjuicio que el Fondo producirá sobre la competitividad de la economía española (por el aumento de los precios de los productos petrolíferos), así como los obstáculos que el Fondo levanta para que todo el sector energético (no sólo el eléctrico) lleve a cabo la transición, entonces surgen razones imperiosas para retirar este Proyecto y enviar otro, no sólo respetuoso con la Constitución y el Derecho de la Unión Europea, sino, también, respetuoso con la necesidad de que esta transición no deje a nadie atrás.

En definitiva, la UE se juega su liderazgo en la lucha contra el cambio climático y para ello va a proponer una serie de medidas de calado para reducir las emisiones en aquellos sectores que más lo requieren. Por ello, reformará por completo las reglas del mercado de emisiones. Todo por el CO<sub>2</sub>, pero ¿a qué precio?

## Acciona lanza una solución inteligente de carga eficiente de vehículos eléctricos.

energias-renovables.com, 13 de julio de 2021

Se llama Green Smart Charge (carga verde inteligente), ha sido desarrollada por Acciona Energía y es una solución de recarga de vehículos eléctricos -explican desde la compañía- que "optimiza la recarga desde el punto de vista económico y medioambiental al priorizar las instalaciones renovables de autoconsumo". Con esta solución, la compañía quiere ampliar, complementar, su "oferta de servicios a clientes corporativos e institucionales para la descarbonización de su actividad".

Green Smart Charge ofrece a los clientes la instalación de puntos de recarga controlados por una plataforma de gestión de desarrollo propio. La plataforma utiliza modelos predictivos de consumo energético a partir del tratamiento masivo de datos. De esta forma, optimiza la recarga eligiendo la mejor secuencia en función de cuatro variables: tiempo disponible y porcentaje requerido para la recarga; picos de consumo de la instalación que alimenta el punto de recarga; precio de la electricidad en cada momento; y disponibilidad de autoconsumo, priorizando así la electricidad renovable 100% limpia.

La compañía ha iniciado ya el proyecto piloto de esta tecnología en tres segmentos de mercado: centros comerciales y de ocio; complejos empresariales e industriales; y flotas de vehículos. La experiencia permitirá a Acciona Energía modelizar los patrones del servicio en distintas configuraciones según el uso de los clientes corporativos e institucionales para flota propia o para público en general.

**Belén Linares, directora de Innovación de Acciona Energía:** "hemos detectado que nuestros clientes buscan fórmulas complementarias de descarbonización y eficiencia. Pues bien, en Acciona Energía les ofrecemos suministro de electricidad 100% limpia y un modelo de autoconsumo profesionalizado. El 'servicio de recarga eléctrica eficiente en emisiones y costes' es un valor añadido para los clientes corporativos en su logística de transporte y en su compromiso de sostenibilidad"



El centro comercial Moraleja Green, gestionado por Knight Frank, es uno de los usuarios que participa en el proyecto experimental del sistema. Ubicado en el norte de Madrid, Moraleja Green ofrece el servicio de recarga de vehículos eléctricos a sus clientes. "El valor que tiene para nosotros el servicio de recarga Green Smart Charge es que nos garantiza una mejor ecuación entre costes y eficiencia sin comprometer la calidad del servicio al usuario", explica José López-Guerra, gerente de Moraleja Green.

La implantación piloto de Green Smart Charge también se realizará "in house", en las instalaciones de Acciona Energía en Madrid y en la flota de vehículos propia.

### Programa de innovación abierta l'mnovation

Acciona Energía ha colaborado en el desarrollo de esta solución con la joven empresa tecnológica Bia Power, dentro de su programa de innovación abierta, l'mnovation.

**Acciona Energía** se define como "la mayor compañía energética 100% renovable y sin legado fósil del mundo". Según su perfil de empresa, cuenta con un parque de generación de 11.000 megavatios (lógicamente todos renovables) en 16 países. La empresa oferta "una amplia cartera de soluciones energéticas a medida para que sus clientes corporativos e institucionales puedan cumplir sus objetivos de descarbonización". Acciona SA es accionista de referencia de Acciona Energía.

## Innovador contrato energético de Endesa y Johnson & Johnson con 2 plantas en Castilla-La Mancha.

Elespañol.com, 13 de julio de 2021

## Contrato de compraventa de energía entre la compañía española y la multinacional del cuidado de la salud.



**Endesa**, a través de su filial renovable Enel Green Power España, ha firmado un **contrato** virtual de compraventa de energía (VPPA) paneuropeo, con una duración de 10 años, con la multinacional del cuidado de la salud **Johnson & Johnson**, ha informado este martes la compañía energética.

Este VPPA, que arrancará en enero de 2023, prevé el suministro a Johnson & Johnson de 270 GWh/año de energía renovable producidos a partir de una capacidad de generación total de 104 megavatios (MW), procedente de tres instalaciones ubicadas en España, una en Extremadura y las otras **dos en Castilla-La Mancha**.

Junto con otros acuerdos previamente firmados por con la multinacional del cuidado de la salud, este VPPA llevará a Johnson & Johnson al equivalente de un consumo eléctrico **100% renovable en Europa para 2023**.

"**Estamos muy orgullosos de haber logrado este tipo de acuerdo innovador** que permite aunar dos tecnologías renovables, la eólica y la solar, y que seamos los encargados de acompañar a una empresa como Johnson & Johnson en su camino hacia la neutralidad de carbono en todas sus operaciones", ha destacado el director general de Generación de Endesa, Rafael González.

Asimismo, ha resaltado que, con este acuerdo, se demuestra que los VPPA paneuropeos "son una herramienta fundamental para la lucha contra el cambio climático en el continente y Endesa seguirá trabajando en esta línea".

El suministro de energía previsto en este VPPA se generará en tres plantas renovables actualmente en desarrollo, creando un mix energético híbrido que combinará fuentes solares y eólicas.

El 85% de la energía provendrá de los parques eólicos Campillo II y III, que forman parte de un clúster ubicado en la provincia española de Cuenca, que comenzará a construirse en el último trimestre de 2021, mientras que el 15% restante lo aportarán los 47 MW de la planta fotovoltaica Veracruz, ubicada en Badajoz.

Mediante el acuerdo, la energía renovable proporcionada a Johnson & Johnson evitará la emisión anual de alrededor de 130.720 toneladas de CO2 a la atmósfera.

El VPPA firmado por Enel Green Power España y Johnson & Johnson es un acuerdo financiero que no requiere entrega física de energía. Proporciona al comprador una cobertura financiera de precio y las correspondientes Garantías de Origen vinculadas a la producción de energía de las plantas renovables.

Según ha explicado Endesa, los VPPA permiten que todo tipo de empresas aprovechen la energía renovable a escala comercial mientras se benefician de la flexibilidad de una solución personalizada.



desde 1977,  
manteniendo  
nuestra esencia

Sindicato  
Independiente  
de la Energía

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

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

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



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