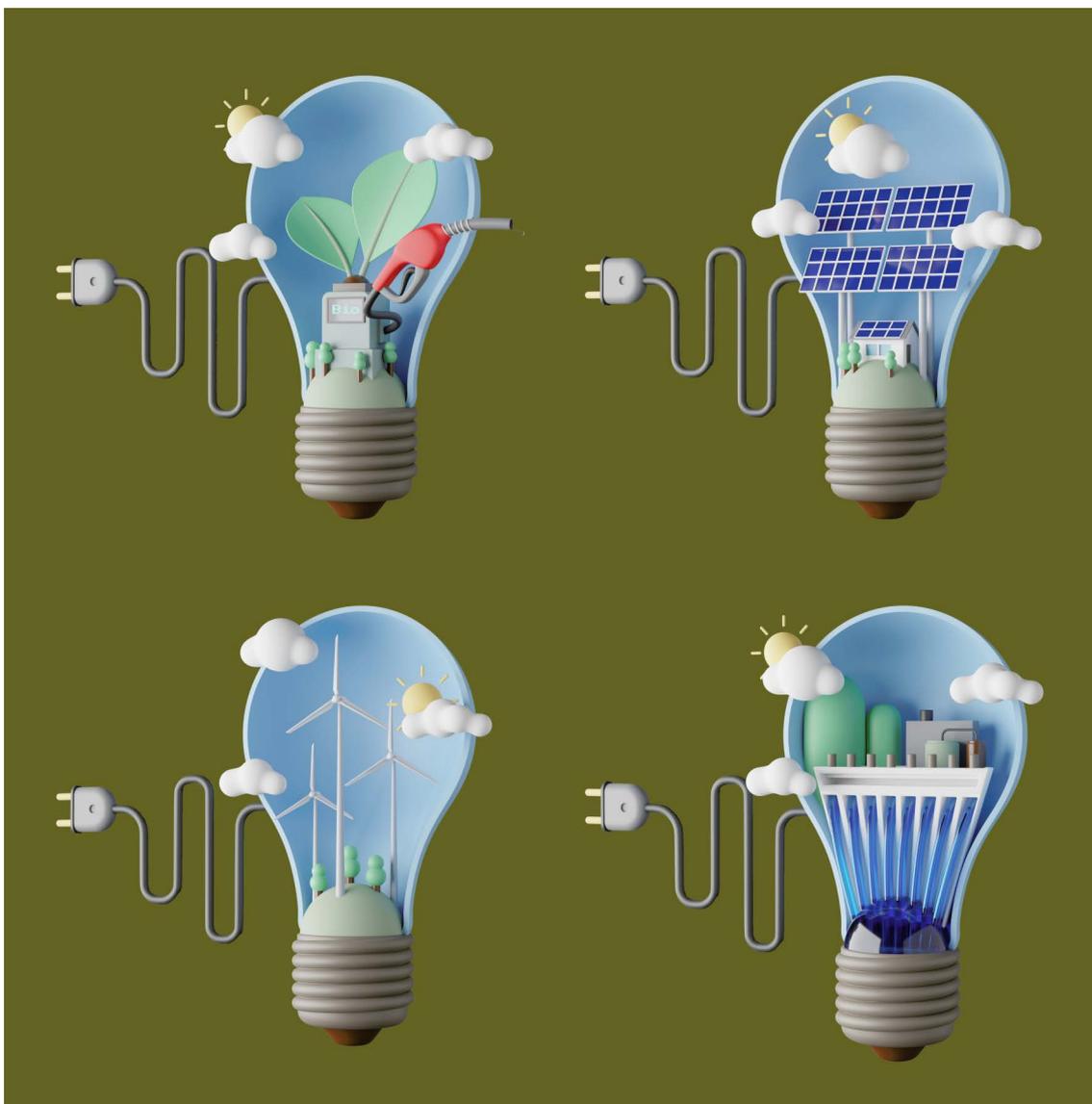




ECONOMÍA

## Claves de éxito de la transición energética: La reforma del mercado eléctrico

Fundación FAES





## ▶ EJES VERTEBRADORES DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS

1. Independencia energética, descarbonización y electrificación de la economía
2. Integración real en la Unión Europea para preservar nuestra competitividad
3. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
4. La variable económica: control de costes

## ▶ RECOMENDACIONES Y PROPUESTAS

### A. Avanzar hacia el mix energético descarbonizado

- Tecnologías maduras: eólica y fotovoltaica
- Seguridad de suministro: mecanismos de capacidad y almacenamiento
- Suficiencia energética: la energía nuclear
- Tecnologías incipientes: el hidrógeno verde

### B. Acelerar la electrificación de la economía

### C. Redes de energía eléctrica: transporte y distribución

### D. Reforma fiscal ambiental: neutralidad tecnológica

### E. Mercado minorista de electricidad

- Tarifa PVPC
- Contratos a largo plazo para pequeños clientes
- Contratos a largo plazo para la industria
- Fomento de la gestión de la demanda

### F. Mercado mayorista de electricidad

- Mercados de corto plazo
- Mercados a plazo

### G. Sistemas no peninsulares: descarbonización con objetivo 2040



La lucha contra el cambio climático es una de las grandes contingencias del siglo XXI. La Comunidad Internacional se ha comprometido a ponerle freno, en el seno de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, mediante un proceso de transición energética, transformando su modelo energético hacia uno basado en energías renovables y avanzando así en la conversión hacia economías descarbonizadas.

La Unión Europea ha hecho de la transición energética una de sus prioridades políticas y se ha fijado ambiciosos objetivos de reducción de emisiones y de maximización de la eficiencia energética, en consonancia con el Acuerdo de París suscrito a finales del año 2015 por los dirigentes mundiales<sup>1</sup> y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas.

Asumiendo el liderazgo mundial en la acción por el clima, la Unión Europea ha adquirido el compromiso de transformar su economía de forma que no genere emisiones netas de gases de efecto invernadero en el horizonte 2050 y, para que este objetivo sea factible, ha establecido una serie de objetivos intermedios de cara a 2030 como parte del Pacto Verde Europeo<sup>2</sup> y del paquete de medidas “Objetivo 55”<sup>3</sup>.

En concreto, para 2030, las emisiones europeas de gases de efecto invernadero deberán haberse reducido un 55% respecto a los niveles del año 1990, las fuentes de energía renovables deberán tener una cuota de al menos el 40% en la demanda de energía final y la eficiencia energética deberá incrementarse al menos un 36% para el consumo de energía final y un 39% para el consumo de energía primaria.

Los Estados miembros de la Unión Europea están obligados a vertebrar sus propios procesos de transición energética a través de Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) y estrategias de descarbonización a largo plazo, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos de descarbonización comunitarios.

En España, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo<sup>4</sup> establece la orientación estratégica del proceso de transición energética en nuestro país y el PNIEC 2021-2030<sup>5</sup> plantea los objetivos concretos de reducción de emisiones, penetra-

<sup>1</sup> En diciembre de 2015, las 196 Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático asumieron el compromiso de luchar contra el cambio climático limitando el aumento de la temperatura global en este siglo a 2°C en comparación con los niveles preindustriales.

<sup>2</sup> COM(2019) 640 final

<sup>3</sup> COM(2021) 550 final

<sup>4</sup> [https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts\\_es\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_es_es.pdf)

<sup>5</sup> [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106)



ción de renovables y mejora de eficiencia energética, que fueron elevados a rango de ley a través de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética<sup>6</sup>.

Así, en 2030, las emisiones de gases de efecto invernadero de la economía española deberán haberse reducido en al menos un 23% en comparación con los niveles del año 1990, la penetración de las fuentes de energía de origen renovable en el consumo de energía final deberá ser como mínimo del 42% y al menos un 74% de la energía eléctrica deberá provenir de energías renovables. Esto último supone una fuerte inversión en renovables (eólica y fotovoltaica), de más de 55 GW entre 2019 y 2030. Finalmente, la eficiencia energética deberá mejorar, disminuyendo el consumo de energía primaria en al menos un 39,5% con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria. En el momento de redactar este documento, el Gobierno ha revisado estos objetivos, ya de por sí ambiciosos, al alza en el contexto de la reforma del PNIEC prevista por la Comisión Europea para 2024 y en línea con lo que la institución europea demandaba a los Estados miembro.

Los objetivos son claros y loables. La descarbonización neta de la economía es un fin compartido, que, además, representa una oportunidad única para que España acometa una profunda reforma de su modelo productivo aprovechando sus innegables ventajas competitivas en este proceso en relación con nuestros pares europeos.

Sin embargo, como se ha puesto de manifiesto hasta ahora, este proceso no está exento de problemas. El proceso de transición energética, tal como ha sido diseñado, está dando claras muestras de tensión fundamentalmente motivadas por el olvido del necesario equilibrio entre el triángulo de objetivos que debe regir cualquier política energética y que está marcado por la seguridad de suministro, la asequibilidad de precios y la sostenibilidad medioambiental.

La invasión de Ucrania por parte de Rusia no ha hecho sino evidenciar y exacerbar los defectos de diseño del proceso y la necesidad de reflexionar de forma serena sobre la trayectoria y los plazos que nos hemos dado para alcanzar la descarbonización de nuestra economía.

El disparo de precios energéticos que vimos desde el segundo tramo del año 2021 y que se ha visto agravado con el estallido de la guerra en Ucrania ha hecho que la discusión sobre cuestiones como la independencia energética, el impacto del proceso de transición sobre los precios energéticos, las nuevas dependencias

<sup>6</sup> [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447)



► **La Unión Europea ha hecho de la transición energética una de sus prioridades políticas y se ha fijado ambiciosos objetivos de reducción de emisiones y de maximización de la eficiencia energética**

asociadas al cambio hacia un nuevo modelo energético basado en fuentes renovables o el papel del gas y de la energía nuclear en el *mix* de generación eléctrica se hayan colocado en la primera línea del debate político.

La crisis de precios energéticos también ha revelado disfunciones de los mercados eléctricos que podrían agravarse a medida que avanza el proceso de transición energética. De ahí la propuesta lanzada el pasado 14 de marzo de 2023 por la Comisión Europea, que propone cambios normativos estructurales en la configuración del mercado eléctrico en la Unión Europea<sup>7</sup>.

Todo ello no ha hecho sino poner de manifiesto que la transición energética no es un proceso tendencial lineal para lograr el objetivo final de la descarbonización de aquí a 2050 y que su diseño no puede obviar posibles conflictos y desequilibrios coyunturales que afecten al suministro energético y al coste de las energías alternativas, a los combustibles fósiles o cambios en los equilibrios geopolíticos que pueden producir retrocesos o sobrecostes en el proceso de transición.

Tampoco podemos olvidar que la transición energética es también una agenda de inversiones, que la carrera global por atraer las inversiones y las tecnologías necesarias para culminar la transición energética es una realidad. El exponente más reciente que tenemos de ello es la llamada Ley de Reducción de la Inflación (IRA, por sus siglas en inglés), aprobada por Estados Unidos el verano pasado. Una ley que forma parte de un paquete legislativo que pretende dar un renovado impulso a la competitividad industrial de Estados Unidos, priorizando las manufacturas y cadenas de suministro nacionales, y que movilizará casi 400.000 millones de dólares para fomentar la economía verde. Sin duda, una amenaza real a la ambición europea de liderazgo climático mundial, que ya está produciendo alteraciones en las decisiones de localización de inversiones por parte de las empresas.

Avanzar hacia una economía más verde basada en el uso de fuentes de energía renovables también implica garantizar el suministro de minerales críticos necesarios para la fabricación de tecnologías limpias como las baterías, las placas fotovoltaicas o las turbinas eólicas. Hablamos de minerales como las tierras raras, el cobalto o el litio, cuya demanda irá creciendo a medida que la transición energética avanza a lo largo y ancho del mundo y cuya disponibilidad supondrá nuevos

<sup>7</sup> COM(2023) 148 final



desafíos para la seguridad de suministro de un sistema energético que estará basado en energías renovables. Parecería lógico, en este contexto, tener un conocimiento exhaustivo de las capacidades que, de estos materiales, tenemos en el subsuelo español, levantando las muchas restricciones que pesan sobre este tipo de actividades, lo que, de confirmarse la dotación de materias primas que auguran estudios científicos sobre el asunto, contribuiría al objetivo de suficiencia y reforzaría la ventaja competitiva de España.

Desde la Fundación FAES, creemos que la transición energética es necesaria y obligada, y que, gestionada honestamente y con una gobernanza lógica que la sustente, es también una oportunidad única que España no puede desaprovechar, pues permitirá generar industria, empleo y oportunidades económicas. Una gobernanza que esté basada en tres pilares fundamentales: la ortodoxia económica, la seguridad jurídica y un relato de la transición energética que logre involucrar a la sociedad cambiando el sesgo catastrofista y de sacrificio, utilizado hasta ahora, por el de oportunidad y ambición por alcanzar un modelo social y económico más sostenible y productivo.

La legislatura que ahora acaba en España es el mejor ejemplo de lo que no hay que hacer. La política medioambiental que ha seguido España durante los últimos años se ha caracterizado por una suerte de populismo energético, materializado en soluciones improvisadas y cortoplacistas, que está teniendo graves implicaciones y que amenazan la viabilidad del proceso en su conjunto.

Desde la Fundación FAES, pensamos que, mientras sigamos gestionando así la transición energética, el proceso estará condenado al fracaso, implicando costes muy elevados para el conjunto de la sociedad. Por ello, a través de este documento, queremos aportar ideas constructivas y una reflexión profunda y serena sobre uno de los aspectos clave del éxito de la transición energética como es la necesaria reforma del funcionamiento del sistema eléctrico.

La legislatura que comenzará tras las próximas elecciones generales será clave para la consecución de los objetivos de transición energética y para la materialización de las oportunidades que esta representa para España. Es el momento de reorientar definitivamente el proceso dándole sentido económico, involucrando a

► **La Unión Europea ha adquirido el compromiso de transformar su economía de forma que no genere emisiones netas de gases de efecto invernadero en el horizonte 2050 y ha establecido una serie de objetivos intermedios de cara a 2030 como parte del Pacto Verde Europeo y del paquete “Objetivo 55”**



- ▶ **Para 2030, las emisiones europeas de gases de efecto invernadero deberán haberse reducido un 55% respecto a 1990, las energías renovables deberán tener una cuota del 40% en la demanda final y la eficiencia energética incrementarse un 36% para consumo final y un 39% para energía primaria**

las empresas, apostando por un esquema colaborativo que reconozca su papel fundamental en el proceso y, seguramente lo más importante, implicando a la sociedad española generando los necesarios esquemas de incentivos que nos han de llevar al éxito en este proceso.

Este documento, que ha estado precedido de numerosos seminarios y reuniones de trabajo en la sede de la Fundación, se inscribe dentro de la serie “Claves del éxito de la Transición Energética” y aporta un catálogo de propuestas que, sin ánimo de agotar los muchos debates sobre este asunto, entendemos suficiente para lograr la reorientación que necesitamos en los próximos años.

## ▶ **EJES VERTEBRADORES DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS**

### **1. Independencia energética, descarbonización y electrificación de la economía**

En España, todavía hoy, tres cuartas partes de la energía primaria consumida provienen de combustibles fósiles, casi en su totalidad importados de terceros países, lo cual supone un elevado gasto anual al que deben hacer frente todos los españoles. Esta dependencia energética, además de suponer un lastre en la balanza de pagos, supone un riesgo de suministro real, como nos demuestra la crisis energética y geopolítica actual.

Adicionalmente, la descarbonización, además de su evidente contribución en la lucha contra el cambio climático, constituye una irrenunciable oportunidad para alcanzar una mejor asignación de recursos en la economía española que no podemos permitirnos el lujo de desaprovechar.

De hecho, España es, con toda seguridad, el país de toda la Unión Europea con mayor potencial renovable. Además de los importantes recursos eólico y solar disponibles, presenta un gran potencial hidroeléctrico por la disponibilidad efectiva de saltos y embalses, además de una gran disponibilidad de suelo, del cual carecen muchos de los países del sur de Europa.



Esta combinación exclusiva de factores supone una oportunidad única para que España despliegue todo su potencial hasta convertirse, a largo plazo, no sólo en autosuficiente, sino en un país puntero en el desarrollo industrial de las cadenas de valor de las energías renovables y que sea capaz de atraer industria europea que necesite energía competitiva.

Si bien hay cierto potencial en el uso de las energías renovables de origen biológico (biomasa, biocombustibles o biogases), así como en otras fuentes de energía renovable, como el hidrógeno verde, hoy en día este es limitado y será necesario para aplicaciones de muy difícil electrificación, tales como el transporte marítimo y aéreo o algunas aplicaciones industriales. Para la mayor parte de los usos, la alternativa más competitiva y ya consolidada es la electrificación con eólica y fotovoltaica.

Esta producción de electricidad de origen eólica y fotovoltaica debe ir acompañada del desarrollo del almacenamiento de energía eléctrica y de la gestión de la demanda, que permita equilibrar el balance diario de producción de electricidad renovable con el consumo.

Con esta combinación de energía eólica y fotovoltaica, de manera predominante, junto con el almacenamiento (bombeo y baterías), la gestión de la demanda y el uso del hidrógeno electrolítico y otras fuentes de energía renovable de origen biológico para usos de difícil electrificación sería factible alcanzar la descarbonización total del sistema energético y la independencia energética a un coste asequible, más competitivo que en el resto de países de la UE, a la vez que generar industria, empleo y oportunidades económicas para España.

Sustituir el gasto actual en combustibles fósiles y reorientar la asignación de recursos de la economía hacia la inversión en nuevas formas de producción de energía es un reto que llevará tiempo y que hace necesario establecer unas bases firmes que permitan encauzar las enormes inversiones necesarias, pero sin duda el reto merece la pena. Descarbonizar equivale a asegurar precios estables y competitivos a los consumidores y a la industria mejorando la competitividad de la economía y el bienestar de los españoles. Es un objetivo alcanzable que España se convierta en el país de la Unión Europea con un coste de energía más competitivo. No se trata de

► **En 2030, las emisiones de gases de efecto invernadero de la economía española deberán haberse reducido en al menos un 23% en comparación con los niveles de 1990, y al menos un 74% de la energía eléctrica deberá provenir de energías renovables**



► **La descarbonización neta de la economía es un fin compartido que representa una oportunidad única para que España acometa una profunda reforma de su modelo productivo aprovechando sus innegables ventajas competitivas**

convertir a España en un mero exportador de materias primas baratas, como parece pretender el actual Gobierno, sino de generar capacidad de atracción de inversiones industriales del resto del mundo para aumentar el potencial de crecimiento de nuestra economía y transformar el modelo productivo.

## **2. Integración real en la Unión Europea para preservar nuestra competitividad**

La consolidación del mercado único europeo es, seguramente, la piedra angular del proyecto europeo y un objetivo irrenunciable que no puede estar al albur de coyunturas económicas y políticas. El potencial de crecimiento de las economías europeas y, por ende, de la española reside en buena medida en que sigamos avanzando hacia este gran logro colectivo. Desde un punto de vista estratégico, cuanto más competitivo es un sector, más beneficioso es preservar el mercado.

Como se ha mencionado y justificado, el potencial renovable de España es una ventaja competitiva, probablemente sin antecedentes históricos, para alcanzar los costes energéticos descarbonizados más baratos de la Unión Europea. Pero esto sólo será posible si se mantienen unas reglas uniformes y unos principios de funcionamiento del mercado homogéneos.

Si se permite que cada país intervenga su “mercado nacional”, como ha sido la orientación de la política española en la legislatura que acaba de terminar, se perderá la oportunidad económica para España. Un contexto en el que cada país vuelve a mirar hacia dentro es el mejor caldo de cultivo para que los países con más capacidad presupuestaria compensen a sus industrias el diferencial del precio de la energía con España. Por eso, la ventaja competitiva de España sólo aflorará si tenemos reglas homogéneas en la Unión Europea.

Este marco europeo homogéneo es clave para que los inversores tomen sus decisiones en función de las mejores expectativas que tengan en cada caso. En el ámbito de la energía, con la reducción del riesgo para el inversor que supone el marco europeo homogéneo, España puede ser un destino natural de estas inversiones por las condiciones de clima y geográficas, obteniéndose en consecuencias precios más bajos más rápido.



► **La transición energética no es un proceso tendencial lineal para lograr el objetivo final de la descarbonización de aquí a 2050 y su diseño no puede obviar posibles conflictos y desequilibrios coyunturales que afecten al suministro energético y al coste de las energías alternativas**

Desde el punto de vista de la política europea, este planteamiento debe conducir a una defensa del mantenimiento del mercado marginalista de corto plazo como instrumento para un despacho eficiente en el conjunto de la UE y del fomento del mercado a plazo, de forma que los consumidores paguen precios estables, no los del mercado marginal de corto plazo. Conviene recordar que, aún hoy, España es el país de la Unión Europea que mantiene más consumidores –aproximadamente 11 millones de consumidores– expuestos a los vaivenes de precio del mercado al contado (*spot*).

Desde el punto de vista de la política nacional, será necesario poner fin a todas las medidas excepcionales que se han tomado en los últimos años como consecuencia de la falta de una planificación real del proceso de transición y de la improvisación de los últimos gobiernos. Ahora es, además, un momento propicio puesto que, quién sabe hasta cuándo, contamos con una cierta estabilidad en los precios energéticos en los mercados de corto plazo. Por ejemplo, medidas como la excepción ibérica, que se han vendido como un gran éxito, han servido para reducir los precios eléctricos de una parte de los consumidores, pero a costa de incrementar los precios de los que habían optado por precios fijos y estables y a costa, igualmente, de subvencionar la electricidad de nuestros países vecinos. Otras medidas como el tope (*cap*) de precios a las tecnologías inframarginales o el impuesto sobre ventas a energéticas deben revisarse sin dilación.

### **3. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima**

Como se ha citado anteriormente, en España, la estrategia hacia la descarbonización a largo plazo, se materializó en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, elaborado en 2019, en el que se fijaban los objetivos de reducción de emisiones con horizonte 2030.

El (PNIEC) 2021-2030 debe ser revisado en 2024. El PNIEC en vigor presenta unos objetivos ambiciosos para el sector eléctrico, en lo que se refiere a la penetración de las renovables, pero sólo asumibles si se toman las medidas adecuadas.

En este sentido, el pasado 28 de junio, el Gobierno presentó la propuesta de actualización del PNIEC, al objeto de sustanciar la revisión prevista para 2024. Abandonada ya por el actual Gobierno cualquier pretensión de consensuar una



política de Estado tan evidente como la que estamos tratando, la nueva propuesta adolece de los mismos males de la actualmente en vigor. Supone un nuevo ejercicio de voluntarismo político, de populismo medioambiental, sin ningún tipo de evaluación del proceso hasta la fecha. De nuevo, se aumentan los objetivos de penetración de renovables con horizonte 2030, pero se olvida que los medios para alcanzar esos objetivos no están funcionando, lo que genera muchas dudas respecto a su cumplimiento. Los objetivos del borrador de la nueva versión del PNIEC son de una magnitud que, de alcanzarse, tendrán impactos potencialmente negativos muy importantes en el sistema eléctrico, que no han sido evaluados.

Dado que esta propuesta inicia ahora un proceso de información pública y que, en el fondo, ha sido realizada al calor de la contienda electoral, mantenemos a continuación el análisis con los objetivos actuales en el bien entendido de que su incremento hace aún más necesarias las medidas de políticas públicas incluidas en el presente documento.

Según el actual PNIEC, en el año 2030, un 74% de la generación eléctrica debería tener origen renovable, lo que supone una fuerte inversión en renovables (eólica y fotovoltaica) de más de 55 GW en 10 años, de 2019 a 2030.

El pasado 25 de enero de 2023 se concedieron autorizaciones ambientales a, aproximadamente, 60 GW de proyectos renovables que cuentan con acceso a la red eléctrica de transporte y distribución. Estos proyectos tienen de plazo para su puesta en explotación hasta el 25 de junio de 2025. Sin embargo, como consecuencia de una mala planificación, del diseño de la regulación y de la ya demostrada escasa eficacia de la Administración durante la presente legislatura, el Gobierno se ha visto obligado a aprobar esta elevadísima cantidad de proyectos renovables de una sola vez, lo que hace muy difícil su conclusión ya que, de forma natural, se generarán cuellos de botella en la cadena de valor previa hasta su puesta en funcionamiento. Además, esta aprobación por aluvión, después de mucho tiempo sin evacuar una sola DIA, suscita dudas razonables sobre la calidad de las evaluaciones de impacto ambiental en un contexto en el que se han producido acciones de oposición a la instalación de nueva generación renovable en distintos lugares de la geografía española, hecho nada sorprendente, que sigue la estela de lo ocurrido en otros países europeos desde hace años.

► **Avanzar hacia una economía más verde basada en el uso de fuentes de energía renovables implica garantizar el suministro de los minerales críticos necesarios para la fabricación de tecnologías limpias como las baterías, las placas fotovoltaicas o las turbinas eólicas**



► **La transición energética es necesaria y obligada y, gestionada honestamente y con una gobernanza lógica que la sustente, es también una oportunidad única que España no puede desaprovechar, pues permitirá generar industria, empleo y oportunidades económicas**

Así las cosas, según los expertos consultados en los trabajos previos a este documento, es muy probable que no se alcance ni el 50% de la capacidad comprometida.

Además de esta contingencia, el plan diseñado en el año 2019 ignora de forma palmaria el lado de la demanda que, no lo olvidemos, es el fin último de la transición energética, permitiendo a consumidores y a la industria descarbonizarse de manera efectiva.

En este contexto es previsible que, aunque sólo se ponga en explotación un porcentaje del entorno del 30% de los proyectos aprobados, a partir de 2025 existan muchas horas al año donde se produzcan vertidos de energía renovable que resulten ineficientes en términos de asignación de recursos, a lo que se añade la nula visibilidad, en términos de permisos de acceso, para lo que se tenga que tramitar y construir.

Para resolver este desequilibrio, urge más que nunca el desarrollo del almacenamiento, tarea que, a pesar de estar contemplada en el plan de 2019, no ha conocido ningún avance mínimamente significativo desde entonces.

El PNIEC 2019 contempla invertir en 6 GW de almacenamiento con el siguiente reparto: 2,5 GW en baterías y 3,5 GW en bombeos nuevos o ampliaciones de los existentes. De nuevo, las condiciones regulatorias actuales hacen prácticamente imposible alcanzar este objetivo y, por otro lado, los 6 GW resultan insuficientes siendo, según los expertos consultados, al menos 11 GW de almacenamiento los necesarios para la una correcta integración de las renovables aprobadas.

Al mismo tiempo, el plan contempla el cierre de las centrales de carbón, que a finales de 2019 sumaban 9 GW, así como de 4 GW de potencia nuclear antes del fin de 2030. Este último es otro de los principales puntos débiles del PNIEC 2019, pues no tiene sentido que, en la actual situación energética, se cierre capacidad de generación libre de emisiones, que garantiza seguridad de suministro, y que sería competitiva de no ser por la sobrecarga fiscal actual y el riesgo regulatorio al que se les somete.

Como en pasados documentos de la Fundación en los que ya fue criticado, tampoco se termina de entender el cierre total de la generación de carbón, mientras



mantiene vida útil remanente. En el contexto actual, de alta incertidumbre energética por la exposición de las fuentes de energía a conflictos geopolíticos, no tiene sentido prescindir totalmente de una reserva estratégica para casos de extrema necesidad. Conviene recordar que los países que en 2021-2022 pudieron mantener más bajos los precios de la electricidad son precisamente los que mantuvieron activa la generación de carbón (Alemania, República Checa, Polonia o Dinamarca).

Con estos antecedentes, a continuación, se detallan los principales ámbitos de políticas públicas en los que incidir para reorientar satisfactoriamente el proceso, así como medidas concretas en cada uno de ellos.

#### **4. La variable económica: control de costes**

Que la descarbonización sea una necesidad perentoria medioambiental y una oportunidad económica evidente no significa que su gestión deba escapar a los obligados controles democráticos que exigen nuestras normas de convivencia.

En este sentido resulta sorprendente que, desde el inicio de la transición, desde ámbitos gubernamentales se hable de ingentes cantidades de inversión pública y privada, pero en ningún caso se mencionen los costes acumulados del proceso para contribuyentes y consumidores ni se evalúen mínimamente la rentabilidad esperada de las diferentes opciones de inversión.

La transición energética es un proceso muy caro y quizás por eso los países más avanzados, en términos legislativos y de respeto a los contribuyentes, tales como Alemania o el Reino Unido, son mucho más transparentes en cuanto a los costes del proceso dejando margen para el debate y para la crítica a las decisiones de los gobiernos. A la opacidad de los costes del proceso, subyace la idea de que sólo es posible una vía para alcanzar la descarbonización, lo que no puede estar más alejado de la realidad. Son diversas las vías para alcanzarla y los costes asociados, tanto para el sector energético como para los sectores consumidores y para los contribuyentes, deberían ser elementos de decisión a la hora de acometerlas, dado que son ellos los que los acabarán sufragando directa o indirectamente.

Además de los costes directos de la transición, en términos de nuevas inversiones, existen otros costes también asociados al proceso que es preciso dife-

► **Es el momento de reorientar definitivamente el proceso dándole sentido económico, involucrando a las empresas, apostando por un esquema colaborativo que reconozca su papel fundamental en el proceso e implicando a la sociedad española**



► **España es, con toda seguridad, el país de toda la Unión Europea con mayor potencial renovable. Además de los importantes recursos eólico y solar disponibles, presenta un gran potencial hidroeléctrico y una gran disponibilidad de suelo**

renciar. Así, existen costes que puedan ser inversiones rentables para los inversores, caso de la generación eólica y solar, que pueden tener implícita algún tipo de garantía de rentabilidad para el inversor, pero pueden tener un coste neto para el sistema eléctrico y, por tanto, para los consumidores. El caso más evidente es el de las primas a la generación renovable, que se vienen pagando desde que entró en vigor el RD 436/2004 y que, según la CNMC, ascienden hasta ahora a más de 100.000 M€.

Por otro lado, existen costes netos para la sociedad que asumen los consumidores o, en su caso, todos los contribuyentes, tales como las subvenciones al vehículo eléctrico o las dedicadas a la eficiencia y ahorro energético. Al margen de su impacto positivo, son un coste cierto para la sociedad que en muchos casos beneficia a los receptores de las ayudas, pero que sufragan todos los contribuyentes.

Finalmente, están los costes asociados a los errores políticos y a los bandazos regulatorios que suelen materializarse en costes de inversión en exceso como ocurrió con el ciclo inversor de los ciclos combinados.

Teniendo todo esto en cuenta, es necesario llevar a cabo un seguimiento de los costes, responsabilizando a un organismo concreto y publicando periódicamente informes analíticos detallados. De esta forma, se podrá conocer el impacto microeconómico y macroeconómico de las medidas tomadas y poder valorar alternativas o medidas correctoras.

## ► **RECOMENDACIONES Y PROPUESTAS**

### **A. Avanzar hacia el mix energético descarbonizado**

La apuesta estratégica de descarbonizar el mix energético es un compromiso, un reto y una oportunidad de Estado sin precedentes. Este paso crítico para nuestra economía y bienestar futuros requiere de ingentes inversiones, de la adaptación del sistema a las características intrínsecas de las fuentes renovables y de la apuesta por la I+D+I en las tecnologías incipientes.



## Tecnologías maduras: eólica y fotovoltaica

La energía fotovoltaica y eólica son ya tecnologías maduras que no requieren apoyos económicos. Simplemente se debe apostar por facilitar su desarrollo y eliminar obstáculos administrativos. Actualmente existe un gran atasco en la tramitación y, además, los nuevos accesos a la red están limitados.

El desarrollo de proyectos renovables no sólo acelera la transición energética, sino que, sobre todo, permite una mayor estabilidad de los precios para los consumidores tanto domésticos como industriales, a la vez que genera empleo y desarrollo industrial. En los últimos años, España ha perdido gran parte de la estructura industrial en torno a ellas. Aún estamos a tiempo de recuperar el terreno perdido y provocar un verdadero avance en nuestro modelo industrial y productivo.

Para ello, proponemos:

- **Colaboración público-privada para desatascar la administración**

Agilizar las tramitaciones subcontratando determinadas tareas con recursos externos sin menoscabo de una adecuada supervisión del proceso por la propia Administración.

En la actualidad, las tramitaciones ambientales y administrativas pueden suponer del orden de 3 años, que es más de lo que se tarda en construir los proyectos (2 años), lo que pone en riesgo muchos proyectos (que tienen un plazo total máximo de 5 años, según la regulación vigente).

- **Introducir un sistema de información sobre la tramitación de proyectos**

El objetivo es reducir la incertidumbre por parte de los promotores de renovables sobre plazos, requisitos y proceso de autorizaciones para poner una planta en servicio, lo que implica que los proyectos se paralicen y se ralentice el desarrollo de renovables. Esta información permitiría centrar los esfuerzos en los proyectos que puedan avanzar más rápido y, por ejemplo, adelantar los pedidos de material necesario para la puesta en servicio de la planta cuando se tenga vi-

► **Esta producción de electricidad de origen eólica y fotovoltaica debe ir acompañada del desarrollo del almacenamiento de energía eléctrica y de la gestión de la demanda, que permita equilibrar el balance diario de producción de electricidad renovable con el consumo**



► **No se trata de convertir a España en un mero exportador de materias primas baratas, sino de generar capacidad de atracción de inversiones industriales del resto del mundo para aumentar el potencial de crecimiento de nuestra economía y transformar el modelo productivo**

sibilidad sobre la marcha del trámite de autorización, evitando así cuellos de botella en el proceso y mejorando las condiciones de inversión.

- **Agilización de las tramitaciones**

Tanto para nuevos proyectos como para existentes, se debe generalizar el silencio positivo cuando sea posible y aplicar la figura de Interés Estratégico contemplada en el Reglamento europeo también a proyectos en curso.

- **Mejorar la coordinación en las competencias urbanísticas, que residen en las comunidades autónomas**

Aunque se definan zonificaciones desde la Administración central en las que se den las condiciones para un desarrollo más ágil de renovables, en último término pueden perder eficacia si no van acompañadas por un trabajo coordinado con las comunidades autónomas para que esas sean también aptas desde el punto de vista urbanístico. Por ello, es clave coordinar el ejercicio de las competencias urbanísticas de las comunidades autónomas y prever que las solicitudes de licencia de obra o de aprobación de instrumentos urbanísticos para plantas renovables sean declaradas urgentes y prioritarias.

- **Optimización del sistema basado en hitos**

El sistema basado en el cumplimiento de hitos temporales y materiales contribuye a desincentivar el sesgo especulativo de muchos proyectos que jamás nacieron con el objetivo de ser construidos, generando una peligrosa burbuja financiera y encareciendo el proceso de transición. A 31 de abril de 2023, según REE, estaban concedidos accesos para 92 MW fotovoltaicos y 37 MW eólicos. Además, están solicitados y pendientes de respuesta 21 MW fotovoltaicos y 14 MW eólicos, lo que da buena muestra de la especulación latente.

Actualmente se exige que los proyectos que dispongan de permiso de conexión a la red cumplan con el “hito” de “obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva” antes de junio de 2025, con el fin de que no haya proyectos “poco serios” que acaparen la capacidad de acceso a la red. Ese hito debe ser inamovible salvo en circunstancias excepcionales para pro-



yectos que evidencien avanzado estado de construcción (contratos y equipos comprometidos).

- **Desbloquear accesos**

Los permisos de conexión a la red deberían asignarse de nuevo mediante el criterio general de prelación temporal (al que pida primero), pero incrementando las exigencias técnicas y económicas del promotor y su compromiso con el proyecto (por ejemplo, elevando los avales de conexión). La normativa actual prevé ir a un mecanismo de concursos para otorgar el acceso bajo criterios subjetivos que además no se están convocando

- **Acelerar los trámites para las repotenciones**

Los objetivos de desarrollo de generación renovable no se consiguen únicamente instalando nuevas plantas, sino también repotenciando las existentes. La normativa sectorial ya prevé unos procedimientos acelerados para proyectos situados en zonas con bajo impacto en el medio ambiente, pero no para aquellos con un impacto superior. La realidad es que muchas repotenciones implican un impacto menor en el medio ambiente que las instalaciones antiguas, ya que se utilizan menos aerogeneradores para dar más potencia y energía. Por ello, se propone:

- **Evitar las subastas públicas para renovables cuando el desarrollo privado sea suficiente para el cumplimiento de los objetivos europeos**

Las subastas públicas y el desarrollo privado conviven mal. Desde 2018, más del 80% de las renovables han sido desarrolladas sin intervención pública y han permitido el desarrollo del mercado de PPA's. En concreto, se están desarrollando más de 18.000 MW a mercado, mientras que la cantidad adjudicada en subastas no llega a 6.000 MW, de los cuales, como ya hemos mencionado antes, no se van a construir todos los proyectos.

Una adecuada planificación invita a evaluar anualmente el grado de evolución en el cumplimiento de objetivos. Por otro lado, se recomienda celebrar subastas secundarias que permitan hacer llegar los precios fijos a los consu-



**Si se permite que cada país intervenga su “mercado nacional”, como ha sido la orientación de la política española en la legislatura que acaba de terminar, se perderá la oportunidad económica para España**



► **La nueva propuesta de actualización del PNIEC presentada por el Gobierno el pasado 28 de junio, supone un nuevo ejercicio de voluntarismo político, de populismo medioambiental, sin ningún tipo de evaluación del proceso hasta la fecha**

midores finales, especialmente a la industria, que necesita estabilidad de precios para poder descarbonizarse.

- **Repartir de forma eficiente la capacidad de acceso a la red entre transportista y distribuidores**

Reservar una parte de la capacidad de acceso que existe en el nudo de transporte para ser asignada directamente por el distribuidor a instalaciones de generación renovable de hasta un cierto tamaño.

Se trata de agilizar el desarrollo de generación distribuida de pequeño y mediano tamaño, que puede realizarse con bajo impacto ambiental y territorial y, al mismo tiempo, recibir un acceso a la red de forma ágil sin depender de los procesos de concurso, que deben estar concebidos para grandes instalaciones de generación renovable. La normativa sectorial ya introdujo una obligación a los distribuidores de que parte de su plan de inversiones esté orientado a incrementar la capacidad de acceso para renovables. Sin embargo, esta capacidad muchas veces no puede asignarse a proyectos renovables hasta que el transportista lo permita al compartir nudos de conexión.

### **Seguridad de suministro: mecanismos de capacidad y almacenamiento**

Las energías renovables tienen variabilidad a corto plazo en su producción (en función de la disponibilidad de viento y sol), pero el sistema económico descarbonizado necesita energía limpia las 24 horas del día, por esto, el almacenamiento de energía es parte intrínseca de un sistema descarbonizado.

Además, por la intermitencia de las renovables, mientras que no esté completada la transición energética, será necesario garantizar la seguridad de suministro mediante el recurso a centrales de energía firme, esto es, energía que está disponible las 24 horas del día al margen de las condiciones climáticas.

El estudio europeo de seguridad de suministro elaborado ENTSO-E, la red europea de operadores de sistemas de transmisión eléctrica, alerta de que España, de no hacer nada, tendrá cortes de suministro en 2025 dada la inviabilidad de muchas centrales eléctricas que aportan firmeza, actualmente condenadas al cierre.



De ahí la importancia de crear mecanismos de capacidad que permitan hacer rentables las inversiones en plantas de energía que aporten firmeza al sistema.

En los últimos cuatro años no se ha hecho nada por desarrollar los 11 GW de almacenamiento previstos a 2023 conforme el PNIEC, lo que es aún más preocupante teniendo en cuenta que el almacenamiento tiene un largo proceso de tramitación y construcción. Tampoco se ha hecho nada por asegurar el mantenimiento de las centrales firmes que son necesarias para garantizar el suministro.

Por ello, se recomienda:

- **Creación inmediata de un mecanismo de capacidad**

Se debe instrumentar mediante subastas competitivas y tecnológicamente neutras para, por un lado, mantener las centrales firmes que sean necesarias para garantizar el suministro a medio y largo plazo y, por otro, desarrollar el almacenamiento que un sistema descarbonizado requiere. Al menos doce países europeos ya se nos han adelantado y cuentan con mecanismos de capacidad.

En caso de no desarrollar urgentemente los mercados de capacidad, es penitente estudiar la posibilidad de un mecanismo alternativo.

- **Desarrollar el almacenamiento en condiciones de mercado** por agentes del mercado que actúen en libre competencia, desarrollando la normativa pendiente para su implementación.

- **Agilizar la tramitación para grandes almacenamientos por bombeo**

Fomentar el bombeo mediante un procedimiento de concurrencia que incluya la tramitación administrativa y medioambiental acelerada, las concesiones, el mecanismo retributivo necesario y la concesión del acceso a la red. En este tipo de instalaciones se debe desligar la obtención del permiso de acceso a la red, que tiene que venir garantizado, del resto de tramitación. Se debe poder iniciar la tramitación, que es muy larga, sin tener permiso de acceso.

► **Según el actual PNIEC, en el año 2030 un 74% de la generación eléctrica debería tener origen renovable, lo que supone una fuerte inversión en eólica y fotovoltaica de más de 55 GW hasta 2030. El plan contempla el cierre de las centrales de carbón (9 GW en 2019) y de 4 GW de potencia nuclear**



► **Existen costes que puedan ser inversiones rentables para los inversores, caso de la generación eólica y solar, que pueden tener implícita algún tipo de garantía de rentabilidad para el inversor, pero pueden tener un coste neto para el sistema eléctrico y para los consumidores**

- **Revisar la fiscalidad del bombeo**

La aplicación actual de los impuestos de la ley 15/2012 (IPVEE del 7% y el canon hidráulico) sobre los ingresos, en lugar de sobre el margen de mercado, supone una carga fiscal desproporcionada (más del 70% del margen), por lo que se propone la no aplicación de estos impuestos al bombeo, dado que este no consume recurso hidráulico

### **Suficiencia energética: la energía nuclear**

La reciente crisis energética mundial que hemos vivido por el alto precio del gas ha puesto de manifiesto la necesidad de valorar todas aquellas fuentes de energía que no dependan de los combustibles fósiles.

En este contexto, la estabilidad y garantía de suministro y la competitividad de nuestra industria exige revisar el calendario de cierre de las centrales nucleares, como tecnología libre de emisiones de CO<sub>2</sub> y que evita la importación de combustibles y cuya renuncia prematura sería un despropósito desde el punto de vista medioambiental y económico.

Téngase en cuenta que, actualmente, en España están operativos 7.000 MW nucleares que producen 56 TWh/año. Sustituir esta producción con ciclos combinados, hasta la consolidación definitiva y plena de las renovables en el mix energético, incrementaría la demanda de gas en 102 TWh gas, esto es, un 30% de incremento de demanda de gas nacional y las emisiones de CO<sub>2</sub> en 20 Ton/año, lo que supone un aumento del 50% de emisiones actuales en el sector eléctrico. En términos de coste, esto representaría un coste mínimo de 4.000 M€, dependiendo del precio del gas, con el correspondiente impacto en la balanza por cuenta corriente. Además, también habría que tener en cuenta el coste extra del CO<sub>2</sub> que rondaría otros 4.000 M€ más al precio del CO<sub>2</sub> de hoy. Un paso atrás en toda regla en la transición energética hacia la descarbonización y un paso adelante hacia precios de la electricidad más altos y volátiles.

No obstante, no basta con revisar el calendario de cierre, sino también la artificial falta de competitividad a la que está sometida la energía nuclear en España



derivada de los impuestos estatales, autonómicos, locales y la tasa de ENRESA. La fiscalidad sobre la energía nuclear es claramente discriminatoria con respecto a las demás tecnologías de generación, limpias o no. Actualmente, esta tecnología en España soporta el doble de fiscalidad que en Francia, por lo que el primer reto es hacerla viable económicamente para poder seguir disfrutando de sus ventajas hasta que no sea necesaria. Así mismo, la existencia de riesgos regulatorios futuros o, dicho de otro modo, su papel como arma arrojadiza política, impiden la toma de una decisión al respecto de la inversión en ampliación de vida útil.

Por ello, se propone:

- **Aprobar la extensión de vida útil de las nucleares:**

- La propia Comisión Europea ha reconocido a la energía nuclear como una energía limpia y una pieza clave en el proceso de transición energética por su naturaleza de energía firme de base, algo particularmente importante en España ante el cierre total del carbón y la escasez de agua, las otras fuentes de firmeza del sistema. Esta extensión debe realizarse en colaboración con las empresas implicadas, incorporando mecanismos honestos que reduzcan los riesgos regulatorios y garanticen su viabilidad económica. En este sentido, convendría valorar la posibilidad de introducir contratos por diferencia a 25 años vista que estuvieran protegidos por normas con rango de Ley.
- Las centrales nucleares deben seguir operando al menos hasta los 60 años, con el control del Consejo de Seguridad Nuclear. Conviene recordar que en Japón se ha aprobado ya el plan de revisión de centrales nucleares para que puedan seguir funcionando más allá de los 60 años, igual que en Estados Unidos desde hace ya años
- Eliminar la excesiva fiscalidad aplicable a estas centrales y mantener la tasa de ENRESA en el nivel actual, compensando los mayores costes con un alargamiento de vida de las centrales.
- Proporcionar aval del Estado para la compra de combustible mientras se hace la tramitación de las nuevas licencias y reconocer los costes fijos de operación en el supuesto de periodo de inactividad de alguna central.



**La energía fotovoltaica y eólica son ya tecnologías maduras que no requieren apoyos económicos. Simplemente se debe apostar por facilitar su desarrollo y eliminar obstáculos administrativos**



► **El desarrollo de proyectos renovables no sólo acelera la transición energética, sino que permite una mayor estabilidad de los precios para los consumidores tanto domésticos como industriales, a la vez que genera empleo y desarrollo industrial**

- Las centrales disponen de combustible únicamente hasta su fecha establecida de cierre. El tiempo de procesado y entrega del combustible nuclear asciende a 2 o 3 años desde su petición formal, por lo que, considerando el tiempo necesario para la tramitación administrativa y la obtención del combustible nuclear, no sería descartable que las primeras centrales con cierre previsto tengan que permanecer inactivas algunos meses o años hasta su reactivación, incurriendo en costes fijos de operación.
- Construir el almacenamiento temporal centralizado de combustible gastado (ATC), necesario para reducir costes que están pagando los consumidores y mantener la seguridad. No es tolerable que una infraestructura de interés nacional y de competencia nacional haya sido bloqueada por una comunidad autónoma con base en lo que puede calificarse de triquiñuela legal.

### **Tecnologías incipientes: el hidrógeno verde**

El hidrógeno verde está llamado a jugar un papel muy importante para mejorar la competitividad de la industria actual y para atraer nueva industria a nuestro país. Es una tecnología incipiente, pero se atisba una solución limpia y eficaz para el consumo energético no directamente electrificable, esto es, el relativo al transporte marítimo, la aviación, la industria que necesita muy altas temperaturas como el acero verde, el cemento o la industria que usa el hidrógeno como materia prima, entre otros.

España tiene potencial de uso de hidrógeno en la industria de alta temperatura (82 TWh, el 35% de su consumo de energía), transporte marítimo (11 TWh) y aviación (20 TWh), lo que totaliza 113 TWh (el 12% del consumo total de energía).

Nuestra capacidad única de generación renovable nos proporciona una ventaja competitiva que hay que saber gestionar. El desarrollo de la industria del hidrógeno debe tener en cuenta que la competencia internacional en un sector naciente es ya hoy y será muy fuerte. La “ventaja competitiva” de España en cuanto a la irradiación solar para producir energía eléctrica barata se refiere sólo a la primera parte de la cadena de valor del hidrógeno. España actualmente no posee capacidades tecnológicas en materia de electrólisis, transporte y almacenamiento de hidrógeno. Lo que importa para ser competitivo es la suma de costes de toda la cadena.



Para no cometer errores tan onerosos para la sociedad española como ocurrió con la primera ola de generación eólica y fotovoltaica, debemos acometer una adecuada planificación que genere investigación y desarrollo industrial de electrolizadores *in situ* o, en su defecto, esperar a que sean otros países los que asuman la curva de aprendizaje de estas tecnologías hasta que los costes de la cadena de valor den sentido a la explotación de la ventaja competitiva de España.

Teniendo esto en cuenta, el objetivo declarado y no acometido de la reindustrialización de la economía española invita a centrar los beneficios iniciales del hidrógeno verde en la industria española, dando apoyo al hidrógeno verde para proyectos *in situ* que permitan descarbonizar toda la demanda de hidrógeno gris que necesita la industria española actualmente y desarrollar una industria nacional asociada al hidrógeno verde. Además, como otro objetivo prioritario, debemos hacer explícito el interés de localizar industria foránea en España, singularmente europea, dadas las innegables ventajas de costes que podrían derivarse.

Por ello, se propone:

- **Apoyar el desarrollo de proyectos *in situ* para descarbonizar el H<sub>2</sub>** demandado actualmente por la industria española, aprovechando estos proyectos para reducir costes tecnológicos, desarrollar la cadena de valor asociada al hidrógeno y descarbonizar primero nuestros procesos industriales.
- Evitar el desarrollo de infraestructuras nuevas asociadas al transporte de H<sub>2</sub> por tubo, sea nacional o internacional, por su falta de competitividad.

Carece de sentido realizar infraestructura de transporte a Francia dado que no hay capacidad de electrólisis para producir dicho hidrógeno. Además, el hidrógeno renovable económico que se produzca en España debe ser destinado en primer lugar a la industria española y para atraer nueva industria a España (reindustrialización) y abandonar la idea de convertir a nuestro país en un mero exportador de materias primas baratas.

En el incipiente estado actual de la tecnología, cualquier infraestructura que se desarrolle encarecerá los costes, empeorando la competitividad. Cualquier proyecto de transporte debería ser eficiente en costes (caso del transporte de amoníaco verde) y ser sufragado por los promotores del proyecto.

► **Las energías renovables tienen variabilidad a corto plazo en su producción (en función de la disponibilidad de viento y sol), pero el sistema económico descarbonizado necesita energía limpia las 24 horas del día, por esto, el almacenamiento de energía es parte intrínseca**



► **La estabilidad y garantía de suministro y la competitividad de nuestra industria exige revisar el calendario de cierre de las centrales nucleares, como tecnología libre de emisiones de CO<sub>2</sub> y que evita la importación de combustibles y cuya renuncia prematura sería un despropósito medioambiental y económico**

## **B. Acelerar la electrificación de la economía**

Hasta el momento el esfuerzo de la transición energética en lo que respecta al sector eléctrico se ha enfocado en conectar renovables al sistema eléctrico, lo que está bien, pero la ventaja de la producción renovable se pierde si no hay consumo que aproveche sus ventajas. El nuevo paradigma debe ser que la electricidad descarbonizada llegue a todos, esto es, ser capaces de proveer la potencia eléctrica que van a necesitar tanto los clientes existentes cuando electrifiquen sus usos como las nuevas industrias que decidan venir a España por la ventaja competitiva de sus costes energéticos.

Los consumidores tienen a su disposición nuevas tecnologías necesarias y suficientes para iniciar el proceso de descarbonización, tales como vehículos eléctricos para descarbonizar el transporte, aerotermia para descarbonizar la calefacción y tecnologías varias para descarbonizar usos industriales. Ciertamente es que estas tecnologías seguirán conociendo nuevos desarrollos y que, seguramente en el futuro, veamos el surgimiento de nuevas tecnologías, pero las ya mencionadas cuentan con una madurez suficiente para mantener e incluso aumentar las prestaciones de las actuales. Además, de modo creciente, aunque siempre mejorable, existe una voluntad política real de incentivarlas en forma de fondos y subvenciones para coadyuvar a la aceleración de su implantación. Así las cosas, es el momento de reforzar la red eléctrica para conectar con rapidez sus necesidades, superando los límites a la inversión que se impusieron en la anterior crisis financiera. De hecho, aún existe un límite anual de inversión en la red de distribución del 0,13% del PIB (para toda la distribución) que equivale a unas inversiones anuales de aproximadamente 2.000 M€, lo cual es insuficiente para conseguir las inversiones necesarias que el PNIEC estima en unos 3.000 M€.

Se está dando el caso de clientes que quieren descarbonizar su suministro (y que pueden disponer de fondos para hacerlo) o que deciden venir a España a instalarse (caso de los centros de procesamiento de datos), pero que, cuando solicitan acceso a la red eléctrica, se les exigen años de espera para conectar las altas demandas que requieren.

Así, debe diseñarse una estrategia integral para disponer de unas redes de distribución eléctrica que acompañen el creciente deseo de consumidores y empre-



sas de electrificar su demanda. Así mismo, debe simplificarse la tramitación de ayudas disponibles para la descarbonización, para que los clientes que lo decidan tengan un acceso sencillo y rápido a las mismas.

Actualmente el proceso de tramitación es engorroso y se preocupa más del cómo que del qué. Las tramitaciones requieren gran esfuerzo del consumidor final (presentación de muchos documentos y recepción de la ayuda muy tarde) y de la administración (recursos para revisar inversiones y costes, ya que mayoría de las ayudas están concedidas como un porcentaje de la inversión). Se debe optar por apostar por un modelo más típicamente anglosajón, con ayudas prefijadas (independientes del coste de inversión específico) y utilizando la colaboración público-privada para que las empresas actúen como vehículos de la solicitud de las ayudas.

Para ello, se propone:

- **Inversiones anticipadas en redes eléctricas**

Es preciso un “plan de choque”, una adecuada planificación para preparar la red anticipadamente y poder atender a las necesidades futuras de descarbonización de los consumidores sin generar cuellos de botella. Es preciso mejorar la coordinación de planificación entre transporte y distribución, ajustar anualmente la planificación para dar cabida a proyectos no previstos, etc. (ver apartado C)

- **Simplificar la tramitación de ayudas a la descarbonización y fondos europeos**

Es preciso predefinir ayudas fijas para la descarbonización en sectores masivos (edificación y transporte) y homogeneizarlas a nivel nacional, con idénticos formularios y con un registro de empresas vehiculadoras de las ayudas, imponiendo la declaración responsable como método de obtenerlas. Este procedimiento acelera la transición, relanza la actividad industrial, reduce costes e incertidumbres a los clientes y reduce la necesidad de recursos públicos necesarios para la tramitación de las ayudas. En concreto, se deben generar esquemas de incentivos para:

- Promocionar el vehículo eléctrico, lo que requiere no sólo trabajar en las señales de precios y en las prestaciones técnicas ligadas a la autonomía, sino

► **Sustituir producción con ciclos combinados incrementaría un 30% la demanda de gas y un 50% las emisiones de CO<sub>2</sub>, con un coste extra de 8.000 M€. Un paso atrás en la transición energética hacia la descarbonización y uno adelante hacia precios de electricidad altos y volátiles**



dar un impulso definitivo a la infraestructura adecuada que permita al usuario recargar fácilmente tanto en zona urbana como en carretera, para lo cual resulta imprescindible agilizar la tramitación de los puntos de recarga estableciendo un sistema de silencio positivo y permitiendo el uso de la declaración responsable también en las infraestructuras necesarias a desarrollar por la distribuidora.

- Favorecer el uso de bombas de calor para calefacción y agua caliente, debido a su elevado rendimiento (400-500%) y a su carácter de energía renovable y prohibir las calderas de calefacción con emisiones locales en nuevas edificaciones.
- Fomentar el autoconsumo.

### **C. Redes de energía eléctrica: transporte y distribución**

Las redes de distribución son imprescindibles para dar entrada a la nueva generación renovable, puntos de recarga, autoconsumo, etc., así como para conectar toda la industria que desee descarbonizarse, todas las nuevas fábricas (de baterías, de paneles solares, etc.) que puedan surgir como consecuencia de la transición energética y los electrolizadores para la producción de hidrógeno renovable.

Las redes de distribución y sus operadores tienen amplias responsabilidades establecidas en el marco regulador. Tienen que hacer frente a unas inversiones que proporcionen un suministro fiable y de calidad a todos los ciudadanos. Es imprescindible que se les dote de una estabilidad regulatoria y garantía de recuperación de las inversiones y gastos previamente planificados y aprobados y, por supuesto, que no haya incertidumbre en la recuperación de las inversiones.

Asimismo, es preciso garantizar la viabilidad económica de las inversiones en redes. El incremento de los costes de financiación y del coste de la tasa libre de riesgo (bono del Estado), junto con la actual metodología de cálculo de la tasa de retribución de las actividades reguladas de redes de transporte y distribución, podría suponer un riesgo para la realización de las inversiones necesarias, y, consecuentemente, impedir la inversión en renovables y, con ello, el acceso a energía a precios estables y asequibles por parte de la industria y los consumidores.

► **La fiscalidad sobre la energía nuclear en España es el doble que en Francia, por lo que el primer reto es hacerla viable económicamente para poder seguir disfrutando de sus ventajas hasta que no sea necesaria**



► **España actualmente no posee capacidades tecnológicas en materia de electrólisis, transporte y almacenamiento de hidrógeno. Lo que importa para ser competitivo es la suma de costes de toda la cadena**

También es preciso modificar la actual regulación que establece el comienzo de la retribución de las inversiones con un retraso de 2 años. Esta metodología está provocando el incremento de unas partidas de inmovilizado financiero a las empresas reguladas de transporte y distribución, que las obligan a endeudarse de manera no eficiente.

Por ello, se propone tanto para redes de distribución como de transporte:

- **Revisar la metodología del cálculo de la tasa de retribución de las actividades reguladas** al objeto de garantizar la adecuada retribución de las inversiones. En los últimos tiempos la tasa de retribución ha disminuido mientras que los tipos de interés han aumentado sustancialmente.
- **Establecer una planificación vinculante**, puesto que no es posible que, a pesar de la emisión de informes favorables por parte de la CNMC de los planes de inversión anuales y plurianuales de las empresas distribuidoras, estas se enfrenten al no reconocimiento de las inversiones.
- **Establecer ex ante los criterios para el reconocimiento de las inversiones** (inspecciones) para no volver a enfrentarse a situaciones como la vivida en la retribución 2015-2017, en la que inversiones ya realizadas no han sido reconocidas.
- **Actualizar los costes unitarios** que no se actualizan desde 2015.
- **Agilizar los procesos de tramitación de para las nuevas conexiones de red.** En particular, agilizar las tramitaciones para operadores de red por medio de declaraciones responsables y el silencio positivo, entre otras cosas.
- **Endurecer la normativa sancionadora contra el fraude eléctrico.** Actualmente, la normativa no disuade a los defraudadores: lo peor que les puede pasar es tener que pagar una parte de la energía defraudada. En particular, sirva de ejemplo que España se está convirtiendo en un centro internacional de producción de marihuana por la falta de penalización de esta actividad. Es necesario mejorar el tratamiento del fraude, desde una perspectiva legal y regulatoria, equiparando la pena a las del resto de países de nuestro entorno.



- **Retribuir las inversiones en redes de transporte y distribución en el mismo año en el que se realizan las mismas.** Se deben retribuir las inversiones desde el momento en que entran en servicio y, si son plurianuales, la inversión material antes de la entrada en servicio.
- **Mejorar la certidumbre de la inversión en redes eléctricas**

Actualmente el modelo retributivo de las redes eléctricas está colapsado y la retribución de más de cien distribuidoras se encuentra en los tribunales, reduciéndose en 2023 las inversiones históricas en más de un 50% (debido a la incertidumbre regulatoria) justo cuando la inversión debería casi duplicar los volúmenes históricos. Es preciso simplificar el modelo retributivo, reconocer la retribución de las inversiones a realizar *ex ante*, y revisar la metodología de fijación de la tasa de retribución. Estas inversiones no deben hacerse con cargo a fondos públicos, cuya ejecución está retrasando un tema tan perentorio, sino que deben ser inversiones obligatorias intrínsecas a las redes y ser reconocidas como tal.

Asimismo, la retribución de redes debe incorporar mecanismos de flexibilidad para integrar a las renovables, aprovechar la flexibilidad de la demanda, incorporar nuevos elementos de red (baterías) sustitutivas de elementos tradicionales y favorecer la digitalización de la red.

#### **D. Reforma fiscal ambiental: neutralidad tecnológica**

La fiscalidad energética-medioambiental española no está alineada con el impacto ambiental de las distintas fuentes de energía ni incentiva las transformaciones necesarias para la transición energética, pues perjudica a la industria española frente a la de otros países, ya que existe una fuerte competencia, y lastra la competitividad de la industria y su capacidad de acceder a precios estables.

El proceso de transición energética y la electrificación de la demanda que comporta debe tener un impacto en la fiscalidad energética. Hasta hace poco las diferentes energías (gasolinas, gas, electricidad) no eran sustitutivas entre sí, puesto que los usos de cada una de las fuentes eran diferenciados. Esto permitía a los gobiernos hacer políticas fiscales diferentes para cada energía sin alterar la competitividad industrial y la económica de los ciudadanos.

► **El objetivo declarado de reindustrialización de la economía española invita a apoyar al hidrógeno verde para proyectos *in situ* que permitan descarbonizar la demanda de hidrógeno gris que necesite la industria española y desarrollar una industria nacional asociada**



► **El nuevo paradigma debe ser que la electricidad descarbonizada llegue a todos, esto es, ser capaces de proveer la potencia eléctrica que van a necesitar los clientes existentes cuando electrifiquen sus usos y las nuevas industrias que vengan a España por la ventaja competitiva de sus costes energéticos**

Pero el avance tecnológico permite ahora que los ciudadanos y las empresas puedan optar por satisfacer las mismas necesidades mediante diferentes fuentes energéticas y, por lo tanto, las diferentes cargas históricas que se han impuesto sobre cada energía condicionan sus comportamientos.

Las sobrecargas fiscales y de políticas energéticas del pasado alteran las decisiones de los ciudadanos retardando el proceso de descarbonización y la consecución de la ventaja competitiva española. Por ello es necesario equilibrar el terreno de la competencia entre las energías eliminando las distorsiones históricas y definiendo una misma fiscalidad homogénea para la energía.

En todo caso, la reforma de la fiscalidad debe hacerse con un planteamiento global. No debe suponer un incremento de la fiscalidad sobre la energía en su conjunto, sino una reordenación y reorientación de las figuras fiscales.

Por ello, se recomienda:

- **Reforma de las tarifas eléctricas**

Se propone extraer todos los cargos históricos de política energética imputados a la electricidad (primas a las renovables cuando eran caras, déficit histórico del sistema, subvenciones a las Islas Canarias, etc.) trasladándolas a los presupuestos generales del Estado y ligándolas con los fondos provenientes de los ingresos de CO<sub>2</sub>.

La electricidad soporta 7.500 M€ de costes de política energética que no le corresponden y que hace perder artificialmente competitividad a la energía limpia frente a la energía fósil. Por otra parte, el Estado obtiene unos 4.400 M€ por las subastas de derechos de emisión (comercio de emisiones). Con los actuales precios de mercado (en torno a 80 €/MWh) la eliminación de los cargos de la electricidad que se propone podría reducir la factura eléctrica media en un 9%.

- **Fiscalidad única para la energía para lograr la neutralidad tecnológica**

De esta forma, los consumidores pueden tomar la mejor decisión al respecto de su suministro energético y recaudarse la misma cantidad que actualmente, esto es, sin déficit para el Estado:



► **Debe diseñarse una estrategia integral para disponer de unas redes de distribución eléctrica que acompañen el creciente deseo de consumidores y empresas de electrificar su demanda. Así mismo, debe simplificarse la tramitación de ayudas disponibles para la descarbonización**

- Eliminación de los impuestos específicos a la electricidad creados para solucionar una problemática de déficit estructural del sector eléctrico, problemática no existente en estos momentos (Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica, impuestos sobre residuos nucleares, canon hidroeléctrico, impuestos autonómicos nucleares, entre otros).
- Modificación de los tipos impositivos de los impuestos energéticos de acuerdo con el paquete “Fit for 55”. Ello supone establecer la fiscalidad de los productos energéticos en función de las emisiones y del contenido energético. Asimismo, deberían fijarse tipos reducidos para aquellos productos energéticos de fuentes renovables.
- Creación de impuestos ambientales (tipos únicos para toda la energía) sobre las emisiones industriales de gases contaminantes distintos del CO<sub>2</sub> (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>4</sub>) y de partículas sólidas a la atmósfera, para internalizar los daños medioambientales. El CO<sub>2</sub> ya está afectado por los derechos de emisión y por el mecanismo de ajuste en frontera por carbono
- Acometer un proceso de reforma de la fiscalidad entre los distintos niveles competenciales de la Administración para evitar la situación actual donde se van solapando figuras que son equivalentes y no hacen sino incrementar los costes para los consumidores.

## **E. Mercado minorista de electricidad**

### **Tarifa PVPC**

La tarifa regulada denominada PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor) es la tarifa regulada que ofrecen las empresas comercializadoras de referencia a consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW. Esta tarifa, que hasta ahora estaba indexada al precio horario del mercado diario, se encuentra en revisión por parte del Gobierno al ser un elemento exótico de nuestro mercado eléctrico respecto al del resto de nuestros socios y el causante de la enorme volatilidad de precios que sufren 11 de los 26 millones de consumidores españoles.

La propuesta del Gobierno incluye la incorporación de los precios a plazo, manteniendo la señal horaria del mercado diario para incentivar el uso eficiente de la



gestión de la demanda y el almacenamiento, pero con un peso menor, reforma que se considera adecuada para dar estabilidad a los precios y evitar la previsible volatilidad del mercado que se producirá con la entrada masiva de renovables. No obstante, es necesario introducir algunas mejoras adicionales.

El PVPC está muy relacionado con la vulnerabilidad. Así, actualmente se exige, para recibir la ayuda incluida en el Bono Social, que el consumidor vulnerable sea suministrado por el PVPC trasladándole toda la volatilidad del mercado lo que carece de sentido. Según la última información publicada por la CNMC (Boletín indicadores eléctricos Mar-2023) existen en España 1,28 millones de consumidores acogidos al Bono Social, de los que un 53% son considerados vulnerables severos.

La clave en este asunto sigue siendo proteger a las personas en situación de vulnerabilidad, definiendo e identificando mejor a estos y apoyándoles económicamente con independencia de sus fuentes de suministro energético. Un país con unos fuertes valores cívicos no puede permitirse que ningún ciudadano quede fuera del acceso a bienes esenciales como los energéticos sin tampoco dejar al margen de la descarbonización a ningún ciudadano que esté atravesando una situación económica difícil.

Por ello, en el ámbito del PVPC y la gestión de la vulnerabilidad, proponemos:

- **Reformar el PVPC.** Se trata de evitar que no compita con el mercado libre y de reducir su alcance. Para no distorsionar la competencia, es necesario que el margen anual reconocido a las comercializadoras reguladas sea el mismo que el margen medio del mercado libre, que cada año calcula la CNMC. Además, la cobertura del PVPC en España es muy amplia (10 kW) por lo que conviene ir reduciéndola (4-5 kW) para que los consumidores domésticos vayan teniendo acceso a los contratos a precio fijo del mercado libre competitivo.
- **Revisar la definición de consumidor vulnerable tras realizar un análisis de** evaluación de eficacia de las ayudas actuales.
- **Crear un único bono social energético:** eliminar el bono social eléctrico y el bono social térmico y crear una ayuda única energética (tipo cheque) que sea financiada por todas las suministradoras energéticas (gas, gasolina y electricidad) o por los Presupuestos Generales del Estado.

► **Los contratos a largo plazo con producción renovable (PPA) permiten a los consumidores disponer de energía a un precio estable y competitivo, gracias a que el coste de producción de la generación renovable es esencialmente fijo y no está expuesto a los combustibles fósiles**



► **La fiscalidad energética-medioambiental española no está alineada con el impacto ambiental de las distintas fuentes de energía ni incentiva las transformaciones necesarias para la transición energética**

Debería explorarse la posibilidad con el bono social, al igual que cualquier otra medida de apoyo a colectivos vulnerables, de instrumentar la ayuda como una exención en el IRPF o un impuesto negativo. La contrapartida debería ser la obligación de declarar IRPF, lo que ayudaría a mejorar la eficacia de estas ayudas y reducir las bolsas de fraude existentes.

- **Eliminar la obligación de ser suministrado por una comercializadora de referencia** para recibir el bono único energético. No es relevante quién es el suministrador de energía ni qué energías se consumen sino la situación económica de la familia.
- **Eliminar las barreras de acceso a la descarbonización de los más vulnerables**, incrementando las ayudas para este colectivo para aerotermia (reducción del consumo energético un 70%) y otras actuaciones en su vivienda.

### **Contratos a largo plazo para pequeños clientes**

La normativa sectorial establece que, con carácter general, los contratos de clientes domésticos (en baja tensión) son de duración anual y se prorrogan tácitamente por periodos anuales. Esta restricción impide que clientes domésticos puedan contratar a precio fijo durante varios años. Esta restricción también afecta a los comercializadores, que no pueden firmar contratos a largo plazo con generadores por el riesgo de que sus clientes se cambien de comercializador.

Por ello, con el objetivo promover los contratos a largo plazo para pequeños cliente, proponemos:

- Eliminar el límite de un año para contratos en baja tensión para fomentar contratos a largo plazo.
- Implantar mecanismos que incentiven la contratación a largo plazo por parte de los comercializadores.
- Impulsar las comunidades renovables de energía a través de contratos a largo plazo.



### Contratos a largo plazo para la industria

La oportunidad económica de la descarbonización, además de en la creación de valor añadido por toda la cadena de valor asociada al proceso de descarbonización, se fundamenta en un menor coste energético para ciudadanos, empresas e industria.

Los **contratos a largo plazo con producción renovable (PPA)** permiten a los consumidores disponer de energía a un precio estable y competitivo, gracias a que el coste de producción de la generación renovable es esencialmente fijo y no está expuesto a los combustibles fósiles, que por el propio diseño de la transición energética y por estar sometidos a cuestiones geoestratégicas seguirán siendo volátiles y crecientemente elevados. En la actualidad, para poder electrificarse, la industria necesita acceder a precios estables a largo plazo.

No obstante, resulta complicado acceder a estos contratos PPA, principalmente por la falta de estandarización y el riesgo de crédito asociado. Cabe destacar que los acuerdos con los consumidores sobre el plazo y el precio de la electricidad son sencillos, mientras que los problemas aparecen con las cláusulas de traslado de riesgos regulatorios (nuevos impuestos, subastas obligatorias para los operadores, asignación de costes resultantes de las subastas renovables del Estado, etc.) por lo que esencial minimizar estas incertidumbres.

Por ello, proponemos:

- **Fomentar el desarrollo de los contratos a largo plazo** a través de algún tipo de protección de los PPA. Se requiere protección frente a medidas de intervención futura (al igual que estar protegidos de los esquemas de apoyo de los gobiernos a las renovables) y frente a la liquidación que resulte de las renovables contratadas por el Estado (evitando que un contrato fijo se convierta en variable e impredecible).
- **Eliminar la posibilidad legal de realizar subastas obligatorias para la nuclear, el hidrógeno y las renovables gestionables.** La amenaza del actual Gobierno de expropiar un 25% de la generación de estas centrales genera incertidumbre para la inversión, pero también inseguridad para los contratos que son firma-

► **Las sobrecargas fiscales y de políticas energéticas alteran las decisiones ciudadanas, retardan el proceso de descarbonización y la consecución de la ventaja competitiva española. Es necesario definir una fiscalidad homogénea para equilibrar la competencia entre energías eliminando distorsiones históricas**



- **La gestión de la demanda puede aportar flexibilidad al sistema energético y ayudar a hacer frente a la variabilidad de la producción renovable. No obstante, los esfuerzos que se han hecho para ponerla en marcha son insuficientes y están mal planificados**

dos por estas centrales, ya que en caso de convocatoria de las subastas obligatorias los contratos serían cancelados.

- **Fomentar el aseguramiento de riesgo de contraparte con mecanismos de mercado:** así se facilitaría la financiación bancaria de proyectos asociados a contratos de largo plazo con clientes con menor tamaño y mejoraría la competitividad y estabilidad de las empresas al acceder a precios fijos de energía. Y valorar la posibilidad de aval público en determinados proyectos.
- **Fijar requisitos a las comercializadoras de coberturas para sus contratos a largo plazo** o fijación de un sistema de “*stress test*” para dar seguridad a los clientes sobre que su energía contratada a precio fijo tiene respaldo y se puede mantener en situaciones de volatilidad o crisis de precio.

### Fomento de la gestión de la demanda

La gestión de la demanda puede aportar flexibilidad al sistema energético y ayudar a hacer frente a la variabilidad de la producción renovable. No obstante, los esfuerzos que se han hecho para ponerla en marcha son insuficientes y están mal planificados, como se ha visto en la reciente subasta del servicio de respuesta de la demanda. Por ello, proponemos:

- Convocar nuevas subastas, incluyendo mejoras en el diseño actual, para impulsar el desarrollo de la gestión de la demanda.
- Generalizar la participación de la demanda en el mercado y diseñar productos adaptados para ella.

## F. Mercado mayorista de electricidad

### Mercados de corto plazo

Los mercados marginalistas de corto plazo, el mercado diario, los mercados intradiarios y los servicios de balance han funcionado correctamente hasta la actualidad, asegurando la operación a corto plazo y aportando beneficios a los consumidores. El problema de la crisis de 2021 y 2022 radica en el mercado del



gas, que es un mercado dominado por unos pocos países, muy poco flexible y muy especulativo. Por ello, proponemos:

- **Mantener el funcionamiento actual del mercado** diario, intradiarios y servicios de ajuste y seguir avanzando en la integración del mercado único de la Unión Europea.
- **Mantener la actual señal del precio marginal eficiente**, algo cada vez más necesario con la incorporación masiva de energías renovables, almacenamiento, gestión de la demanda e hidrógeno.
- **Transparencia del mercado mayorista**: la publicidad del precio del mercado diario debería informar de la cantidad de energía que ha sido comprada y vendida en el mismo, extrayendo de la composición de este toda la energía bilateralizada (la vendida a clientes que no cobra el precio del mercado). Esto, ya realizado en la mayoría de los países europeos, dará mayor transparencia del mercado a los consumidores al respecto de los precios energéticos de corto plazo y de la cantidad de energía afectada por ellos.

### Mercados a plazo

Los mercados a plazo son fundamentales para facilitar la competencia en el mercado minorista, pues es donde se aprovisionan los comercializadores.

Por ello, proponemos:

- **Aportar liquidez** incorporando los mercados a plazo como precio de referencia para las subastas del REER (régimen económico de energías renovables) a semejanza de lo que se ha hecho recientemente con el RECORE (régimen de retribución específica de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos). Esta liquidez beneficia a los consumidores que contraten a plazo y al PVPC (precio voluntario del pequeño consumidor), cuyo precio estará indexado en un porcentaje cada vez mayor al mercado a plazo.
- Hacer lo mismo con cualquier contrato por diferencias que se desarrolle en el futuro.

► **Los mercados marginalistas de corto plazo, el mercado diario, los mercados intradiarios y los servicios de balance han funcionado correctamente hasta la actualidad, asegurando la operación a corto plazo y aportando beneficios a los consumidores**



## G. Sistemas no peninsulares: descarbonización acelerada con objetivo 2040

La generación de las islas y de los sistemas no peninsulares es una actividad regulada y los combustibles que se usan están definidos por la política energética. La independencia energética pasa por alcanzar un sistema 100% renovable complementado por gestión de la demanda, almacenamiento e hidrógeno.

El operador del sistema ha identificado una preocupante falta de potencia en las **Islas Canarias**, lo que, unido al aumento de edad del parque generador en un contexto de imposibilidad normativa de inversiones de modernización, pone en una situación comprometida la seguridad de suministro de estos sistemas. Por ello, urge la descarbonización de los territorios no peninsulares y restablecer la seguridad de suministro. Para ello, se propone:

- Convocar urgentemente los concursos de concurrencia para asegurar el suministro en las Islas Canarias. En las situaciones donde se haya puesto de manifiesto un déficit de potencia a la fecha actual, se deben adoptar medidas extraordinarias y urgentes, como la previstas en el artículo 7 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, para situaciones de riesgo de suministro, y así habilitar la cobertura de potencia necesaria en el sistema en el corto plazo.
- Convocar subastas de renovables en las islas (el coste de producción es más alto que el coste de renovables).
- Eliminar las restricciones a la inversión del parque, cada vez más envejecido, pues desde 2013 no se realizan inversiones en los territorios no peninsulares según la Ley 17/2013.
- Permitir inversiones de mejora que reduzcan costes y emisiones, dotando a los equipos de sistemas de arranque autónomo, acceso a nuevos combustibles, sin necesidad de participar en los concursos de concurrencia.
- Introducir el uso de combustibles de origen renovable (biocombustibles, hidrógeno, amonio).

**faes**  
FUNDACIÓN

Suscripción a *Cuadernos de Pensamiento Político*:  
<https://fundacionfaes.org/cuadernos-faes-de-pensamiento-politico-73/>  
[www.fundacionfaes.org](http://www.fundacionfaes.org)

C/ Ruiz de Alarcón, 13. 2ª planta  
28014 Madrid  
Tif 915 766 857  
info@fundacionfaes.org  
fundacionfaes@fundacionfaes.org

**DONACIONES**

REDES SOCIALES

